

O Brasil frente ao Acordo de Paris

Metas, normatização e efetividade

Volume II

Metas no setor de energia elétrica

Pesquisa elaborada pelo Grupo de Pesquisa Direito Ambiental, Economia e Sustentabilidade - GPDAES e Oficina de Direito Ambiental da Faculdade de Direito da USP



Setembro/2020

NUSDEO, Ana Maria de O (Coordenação). Metas no setor de energia elétrica. In O Brasil frente ao Acordo de Paris. Metas, normatização e efetividade (Vol II). GPDAES/Oficina de Direito Ambiental. São Paulo. Faculdade de Direito da USP, 2020.

O Brasil frente ao Acordo de Paris

Metas, normatização e efetividade

Volume II

Metas no setor de energia elétrica

Relatório de pesquisa elaborada Grupo de Pesquisa em Direito Ambiental, Economia e Sustentabilidade (GPDAES) e Oficina de Direito Ambiental.
Faculdade de Direito do Largo de São Francisco – USP

Coordenação Acadêmica

Professora Ana Maria de Oliveira Nusdeo

Coordenação Executiva

André de Castro dos Santos

Carolina Reinach

Caroline Medeiros Rocha

Heloísa Montes de Oliveira

Livia Regina Batista

Luís Felipe Carrari de Amorim

Luís Gustavo Santos Lazzarini

Natália Jodas

Assistência de pesquisa

Walter Vinicius Ribeiro Cancelieri

Pesquisadoras e pesquisadores

Bruno Luiz Correia

Eduardo Caruso Barbosa Pacheco

Evandro Prioli Duarte

Filipe Augusto Maciel Dias

Giovanna de Abreu Castello Branco

Guilherme Vinicius Murari

Heloisa Lescova Silva

Igor Tostes Fiorezzi

Isabela Covolo Somaio

Isabella de Castro Satiro Aragão

João Pedro Leite

José Pedro Fittipaldi

Laura Rodrigues da Cunha Felicíssimo

Luísa Weichert

Luiz Felipe Scherf Bordon

Maria Vitória Prado Monteiro

Miguel Bortoletto Giansante

Nathalia Montemagni Pires

Nicolle Barbosa Silva

Renato Brunner Pavone

Thais de Arruda Pelligrino

Victor Pavarin Tavares

Vinicius Eduardo Ribas

Yhasmin Monteiro Pinto Moreno Leon

Financiador:



SUMÁRIO

Introdução	13
Capítulo 1. Objetivos da Pesquisa e Contextualização do tema.....	15
1.1. Objetivos e metodologia da pesquisa realizada.....	15
1.2. Contextualização do tema: Evolução do Regime Internacional sobre Mudanças Climáticas e a Contribuição Nacionalmente Determinada do Brasil	18
1.2.1. Regime Internacional sobre Mudanças Climáticas. Da Convenção-Quadro ao Acordo de Paris	18
1.2.2. Metas do Brasil sob o Acordo de Paris: as “contribuições nacionalmente determinadas” ..	20
1.2.3. Perfil das emissões de gases de efeito estufa no Brasil.....	21
Capítulo 2. Energia Elétrica no Brasil. Evolução, cenário atual e metas climáticas	23
2.1. Evolução da geração de energia elétrica no Brasil e os diferentes modais.....	23
2.2. Geração elétrica e fontes alternativas: as políticas energéticas	25
2.2.1. A busca pela diversificação das fontes após o “apagão de 2001”	25
2.2.2. O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA)	27
2.2.3. Outros incentivos implantados.....	28
2.2.4. A implantação do sistema de leilões	31
2.2.5. Os Planos governamentais de energia elétrica.....	34
2.3. Evolução e cenário de desenvolvimento dos modais.....	37
2.3.1. Modal hidrelétrico.....	37
2.3.1.1. Evolução do modal hidrelétrico no Brasil.....	37
2.3.1.2. Cenário atual do modal hidrelétrico.....	40
2.3.1.2.1. Divisão regional de geração de energia hidrelétrica	40
2.3.1.3. Perspectivas e barreiras para a evolução do modal hidrelétrico.....	41
2.3.2. Modal termelétrico	42
2.3.2.1. Evolução do modal termelétrico no Brasil.....	42
2.3.2.2. Cenário atual do modal termelétrico.....	45
2.3.2.3. Perspectivas e barreiras para a evolução do modal termelétrico	47
2.3.3. Modal eólico.....	48
2.3.3.1. Evolução do modal eólico no Brasil.....	48
2.3.3.2. Cenário atual do modal eólico	50
2.3.3.3. Perspectivas e barreiras para a evolução do modal eólico	51
2.3.4. Modal nuclear.....	51
2.3.4.1. Evolução do modal nuclear no Brasil.....	51
2.3.4.2. Cenário atual do modal nuclear.....	53
2.3.4.3. Perspectivas e barreiras para a evolução do modal nuclear	55
2.3.5. Modal fotovoltaico	56
2.3.5.1. Evolução do modal fotovoltaico no Brasil	56
2.3.5.2. Cenário atual do modal fotovoltaico	58
2.3.5.3. Perspectivas e barreiras para a evolução do modal fotovoltaico	58

Capítulo 3. Impactos socioambientais da geração elétrica: Instrumentos do Direito Ambiental	61
3.1. Licenciamento e avaliação de impacto ambiental.....	61
3.1.1 Procedimento simplificado para licenciamento de fontes de energia	62
3.2. Impactos socioambientais e estudos de caso de licenciamento de modais	64
3.2.1. Sobre o modal hidrelétrico.....	64
3.2.1.1. Principais impactos socioambientais do modal hidrelétrico.....	64
3.2.1.2. Licenciamento da UHE São Manuel	65
3.2.2. Sobre o modal termelétrico.....	67
3.2.2.1. Principais impactos socioambientais do modal termelétrico	67
3.2.2.2. Licenciamento do Projeto Verde Atlântico Energias.....	69
3.2.3. Sobre o modal eólico	74
3.2.3.1. Principais impactos socioambientais do modal eólico	74
3.2.3.2. Licenciamento do Complexo Eólico Minuano.....	74
3.2.4. Sobre o modal nuclear.....	77
3.2.4.1. Principais impactos socioambientais do modal nuclear	77
3.2.4.2. Licenciamento da Usina Termonuclear de Angra 3.....	77
3.2.5. Sobre o modal fotovoltaico	79
3.2.5.1. Principais impactos socioambientais do modal fotovoltaico	79
3.2.5.2. Licenciamento do Complexo Fotovoltaico de Pirapora	79
Conclusões	82
Referências	88
ANEXO I – LISTA DE ENTREVISTADOS	99

Lista de figuras

Figura 1: Emissões brutas de gases de efeito estufa no Brasil em 2015	22
Figura 2: Relação de desmatamento e emissões por ano (2000-2015)	22
Figura 3: Evolução da geração de energia elétrica no Brasil (1974-2019).....	23
Figura 4: Geração de energia elétrica por fonte no Brasil em 2018	25
Figura 5: Ciclo de planejamento e implantação de usinas.....	33
Figura 6: Geração termelétrica não renovável, por combustível (2005-2016).....	44
Figura 7: Composição da energia termelétrica não renovável, por combustível (2005-2016)	44
Figura 8: Conceito geral do Projeto Verde Atlântico Energias	69
Figura 9: Área de influência direta e indireta do Projeto Verde Atlântico Energias	70
Figura 10: Estimativa de empregos nas fases de implantação e operação do Projeto Verde Atlântico Energias	72

Lista de tabelas

Tabela 1 - Capacidade instalada de geração elétrica (2001-2019).....	24
Tabela 2 - Comparação de indicadores da CND e do PDE 2029	37
Tabela 3 - Divisão da geração de energia hidrelétrica por região brasileira em 2018.....	40
Tabela 4 - Tipo de rejeito e quantidade dos rejeitos sólidos radioativos da usina de Angra III	79

Lista de quadros

Quadro 1 - Breve histórico do processo de licenciamento do Projeto Verde Atlântico Energias	75
Quadro 2 - Fases do licenciamento dos empreendimentos componentes do Complexo Fotovoltaico de Pirapora.....	80

VOLUME II

Metas no setor de energia elétrica

Introdução

O presente estudo é resultante do Auxílio à Pesquisa ao projeto intitulado “**Incentivos e Barreiras Legais para a implementação da NDC brasileira**”, auxílio no. **2017/20095-7**, financiado pela Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), realizado entre 01/08/2018 e 30/09/2020.

O objetivo principal do projeto é a análise da inter-relação entre as leis, a regulação e as políticas relacionadas à proteção ambiental, à energia e às mudanças climáticas, sua aplicação e implementação no nível doméstico e, adicionalmente, os mecanismos da governança internacional. Com isso pretendeu-se entender quais são os principais incentivos e barreiras para o cumprimento da Contribuição Nacionalmente Determinada (CND) brasileira, proposta no Acordo de Paris e, ainda, se sua implementação cria impactos ambientais e sociais. Para tanto, definiu a pergunta de pesquisa, metodologia e perspectivas de abordagem e análise descritas no item I.1 do capítulo I desta publicação.

Como se sabe, a CND brasileira propõe a meta de redução de 37% das emissões contabilizadas no ano de 2005 e, ainda, prevê a redução de 43% das emissões de 2015 até 2030. Para a consecução dessas metas, expõe um conjunto de ações específicas a serem adotadas nos setores de energia; florestal e mudança do uso do solo; agrícola e de transporte.

A realização da pesquisa deu-se a partir de três eixos, desenvolvidos em etapas sucessivas: florestas e mudanças no uso do solo; energia e adaptação às mudanças climáticas.

O primeiro eixo, relativo a ações na área de florestas e mudança no uso do solo, foi desenvolvido pela pesquisadora responsável e seu grupo de pesquisa sem financiamento, dando origem ao Volume I deste conjunto de publicações disponível no site: <https://sites.usp.br/oficinadedireitoambiental/relatorio-de-pesquisa/>.

O desenvolvimento dos demais eixos, sobre energia e adaptação às mudanças climáticas, foi realizado com o apoio à pesquisa referido, sendo o presente volume relativo às metas para o setor de energia elétrica.

A pesquisa foi desenvolvida pela pesquisadora responsável com o auxílio do Bolsista de Treinamento Técnico 3, da bolsista de Treinamento Técnico 1 e dos integrantes do seu grupo de pesquisa “Grupo de Pesquisa em Direito Ambiental, Economia e Sustentabilidade” (GPDAES), bem como de alunos participantes da Oficina de Direito Ambiental. O GPDAES foi criado em 2012, no âmbito da Faculdade de Direito da USP, tendo como campo temático as relações entre direito, economia e meio ambiente; a disciplina jurídica sobre mudanças climáticas e a implementação jurídica de políticas ambientais. A Oficina de Direito Ambiental, por sua vez, é um grupo de atividades de estudos, pesquisa e extensão voltados a alunos de graduação da instituição e externos. Seu objetivo geral é a compreensão dos conflitos ambientais, no qual o embate entre interesses contrapostos resulta em demandas judiciais de alta complexidade ou, ainda, influenciam o processo de criação, interpretação e aplicação da legislação ambiental. Nos últimos anos, suas atividades têm consistido na pesquisa desenvolvida pela pesquisadora responsável, nos 3 eixos referidos.

Espera-se, com essa publicação, contribuir para as discussões sobre a implementação das metas da CND

brasileira para o setor de energia elétrica, bem como à compreensão da estruturação da política climática brasileira e seu diálogo com as políticas dos setores onde se deve buscar a mitigação de emissões ou a adaptação às mudanças climáticas.

Capítulo I. Objetivos da Pesquisa e Contextualização do tema

I.1. Objetivos e metodologia da pesquisa realizada

A Contribuição Nacionalmente Determinada (CND) apresentada pelo Brasil no âmbito do Acordo de Paris, propõe, no setor da energia, que no país se alcance uma participação estimada de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética em 2030, incluindo a expansão do uso de fontes renováveis, além da energia hídrica, na matriz total de energia para uma participação de 28% a 33% até 2030 e o aumento da parcela de energias renováveis (além da energia hídrica) no fornecimento doméstico de energia elétrica para ao menos 23% até 2030, inclusive pelo aumento da participação de eólica, biomassa e solar¹.

Esta pesquisa buscou compreender se o atual arcabouço normativo brasileiro (instrumentos econômicos e normas de comando e controle) corrobora os compromissos assumidos na CND e, ainda, de que modo as intervenções estatais no setor de energia impactam – de forma negativa e positiva – as condições socioambientais em escala local e regional no território brasileiro.

A fim de ampliar a capacidade analítica quanto a essas políticas, o estudo foi delimitado, inicialmente, no campo da energia elétrica, vale dizer, na proposta de aumento da parcela de energias renováveis (além da energia hídrica) no fornecimento doméstico de energia elétrica para ao menos 23% até 2030. Para isso, analisou tendências gerais do setor como um todo, com ênfase nas políticas de fomento às fontes alternativas.

O projeto, inicialmente, propôs-se a realizar: a análise da evolução e do desenvolvimento dos modais de energia elétrica no país e a legislação aplicada a eles; a identificação das atuais barreiras e aspectos propulsores para o cumprimento das metas da CND e de como o atual conjunto de normas relacionadas interagem com essas barreiras e incentivos e, finalmente, a discussão dos impactos sociais e ambientais de cada modal de energia.

Ao longo do seu desenvolvimento, o objetivo foi delimitado na compreensão de como as políticas para a expansão das fontes geradoras renováveis além da hídrica foram formuladas, quais instrumentos de política foram utilizados e sob quais regras, bem como o cenário geral relativo às demais fontes geradoras. Dentro da metodologia qualitativa proposta, busca compreender a interação da legislação com outras variáveis (econômicas, de economia política etc).

Nesse sentido, a pergunta de pesquisa delimitou-se à questão: ***“Como as normas jurídicas e seus instrumentos podem se constituir em incentivos e barreiras para o cumprimento da Contribuição Nacionalmente Determinada (CND) brasileira, mais exatamente quanto ao aumento da parcela de energias renováveis (além da energia hídrica) no fornecimento doméstico de energia elétrica? E como os impactos sociais e ambientais dos modais são encaminhados pelo sistema jurídico?”***

Vale apontar que textos acadêmicos publicados indicam que as metas para o setor elétrico contidos na CND brasileira eram pouco ambiciosas, pois o país já havia se preparado para a evolução das energias renováveis alternativas à energia hidrelétrica e a sua expansão se daria sem maiores esforços (GUIMARÃES e LEITE, 2015).

¹ A assunção deste compromisso, seu enquadramento como o mesmo se enquadra no Regime Internacional das Mudanças Climáticas será analisado no item subsequente dessas

Um projeto na área do direito não dispõe de métodos para uma resposta sobre se o país cumprirá ou não a meta da NDC, ou mesmo sobre sua ambição, por isso a delimitação referida.

Além disso, o Acordo de Paris prevê a renovação periódica – a cada 5 anos - das metas de redução de emissões. Desse modo, a construção de políticas e normas que permitam avançar ações de redução de emissões – no caso aqui analisado da geração de energia, ampliando as fontes renováveis além da hidroeletricidade - podem propiciar a proposição, pelo país, de metas e ações correspondentes mais ambiciosas em rodadas futuras. Esse fato reforça o objetivo de analisar tais políticas, como são juridicamente estruturadas e como articulam aspectos econômicos, políticos e socioambientais.

Para a compreensão da interação da legislação com outros aspectos, a pesquisa analisou os modais de energia elétrica selecionados sob os seguintes aspectos: evolução do modal no país; situação atual do modal; perspectivas e barreiras para sua evolução e impactos socioambientais causados por cada qual, esses últimos abordados por meio de estudos de caso realizados a partir de suas avaliações de impacto ambiental².

Assim, buscou-se abordar o tema sob diferentes perspectivas:

- a) Sob a perspectiva ambiental, procurou-se analisar os impactos suportados em escala local e regional para a implantação de plantas de geração de cada um dos modais de energia, frente aos potenciais ganhos ambientais em escala local, regional e global do desenvolvimento de cada modal. Diante da dificuldade de formular análise de um problema de tamanha amplitude, optou-se pela metodologia de estudos de caso, relativos a um empreendimento por modal;

- b) Sob a perspectiva dos instrumentos de regulação jurídica e políticas públicas, procurou-se observar as normas regulatórias e ambientais responsáveis por induzir a ação dos particulares no sentido desejável, conforme as políticas públicas idealizadas, bem como os instrumentos de políticas públicas que tiveram maior importância. Essa abordagem deu-se por meio do levantamento de normas aplicáveis e estudo de documentos oficiais, literatura especializada sobre os diferentes modais e entrevistas, que abordaram sua importância.
- c) A perspectiva econômica, voltou-se à ocorrência de oportunidades e gargalos econômicos que interfiram na ação dos agentes privados quanto à implantação dos diferentes modais de produção de energia. A metodologia para o desenvolvimento dessa abordagem foi a realização de entrevistas, que procura incluir atores relevantes de diferentes posições institucionais (empresarial, acadêmico, ONGs, público) e as referências da doutrina especializada.
- d) Finalmente, sob a perspectiva social, buscou-se identificar os impactos sociais (positivos e negativos) ligados à implantação de plantas de geração de energia de cada um dos modais. Também abordados nos estudos de caso, esses impactos são descritos nos Estudos de impacto ambiental dos empreendimentos selecionados para o estudo e em entrevistas.

No tocante à metodologia, o projeto propõe uma abordagem qualitativa, voltada à compreensão da complexidade do objeto-problema e à interação entre certas variáveis (Legislação) e o comportamento dos agentes envolvidos. Nesse sentido, além da análise da Legislação, busca-se entender sua relação com outras variáveis (econômicas, de economia política, etc).

² A avaliação de impacto ambiental é um dos Instrumentos da Política Nacional do Meio ambiente (artigo 9º, III, da Lei 6938/81) voltados à apreciação e autorização prévia de implantação de uma obra ou empreendimento. No caso daqueles de maior impacto potencial, o tipo de avaliação realizada é o estudo de impacto ambiental (EIA), no qual se produz um relatório (RIMA).

O projeto de pesquisa propôs, ainda, que o problema objeto da pesquisa tivesse sua compreensão dentro das fronteiras de uma recente e importante discussão na área do direito, que se refere à relação entre o direito e as políticas públicas, bem como do debate relativo à governança ambiental.

Esse debate ganha importância à medida que diversos e complexos objetivos, como os constitucionais e também os da legislação ambiental e das mudanças climáticas não são atingidos simplesmente pela criação de uma lei, mas pela articulação entre leis e legislação infralegal (decretos, portarias, etc) que implementam políticas públicas— vistas como normas que articulam processos e meios para a consecução de objetivos politicamente determinados, buscando coordenar ações públicas e a atuação privada. Outra noção importante no debate e neste projeto é a de programa, que se refere a individualização “de unidades de ação administrativa, relacionadas a resultados que se pretende alcançar” (BUCCI, 2006). Os programas, assim, referem-se a ações em contextos concretos e, muitas vezes, são usados para implementar as políticas públicas.

A estruturação das políticas públicas relaciona-se a outro debate pertinente a esse projeto, que é o da legitimidade, transparência e controle público das decisões governamentais, muitas vezes discutidos sob o termo anglo-saxônico da *accountability*. Há diversos mecanismos jurídicos concebidos para garanti-los. No tema das políticas climáticas, dada sua interrelação com um grande conjunto de setores econômicos e da sociedade, órgãos e instâncias governamentais, a transparência e avaliação de resultados, disponíveis de forma clara, se tornam um elemento importante das políticas a serem implementadas.

A relação do direito com as políticas públicas e o papel que desempenha nelas: estruturá-las um suporte jurídico, pois são veiculadas por meio de normas diversas; articular objetivos e princípios definidos em âmbito legal e constitucional (fomentar as energias renováveis; proteger o meio ambiente, proteger o interesse de grupos vulneráveis, assegurar publicidade de informações

etc) constitui a abordagem de análise das informações e elementos levantados.

Para buscar a compreensão da interrelação do direito com esses outros elementos, os procedimentos metodológicos da pesquisa compreendem:

- Análise de normas e documentos (relatórios oficiais)
- Análise de artigos/trabalhos publicados sobre os temas/questões analisadas
- Entrevistas qualitativas com atores representantes do mercado; governo; academia e ONGs

A pesquisa realizada resultou na exposição de informações e discussões que compõem os capítulos 2 e 3 desta publicação.

O capítulo 2, busca responder à primeira parte da pergunta de pesquisa: **“Como as normas jurídicas e seus instrumentos podem se constituir em incentivos e barreiras para o cumprimento da Contribuição Nacionalmente Determinada (CND) brasileira, mais exatamente quanto ao aumento da parcela de energias renováveis (além da energia hídrica) no fornecimento doméstico de energia elétrica?”**. Para tanto, trata das políticas energéticas voltadas à expansão das fontes renováveis de energia, bem como da evolução do cenário atual e das perspectivas e barreiras para expansão dos diferentes modais de energia elétrica. As perspectivas predominantemente abordadas no capítulo são a dos instrumentos de regulação jurídica e políticas públicas bem como a econômica, tais como descritas acima. As perspectivas ambiental e social são referidas sem integrar o objetivo principal do capítulo.

O Capítulo 3, por sua vez, dedica-se à segunda parte da pergunta de pesquisa: **“Como os impactos sociais e ambientais dos modais são encaminhados pelo sistema jurídico?”** A resposta a essas questões contempla a análise da adoção de regras específicas de licenciamento para os modais de energia elétrica que a CND propõe ampliar bem como um estudo de caso relativo ao licenciamento de empreendimentos nos diferentes modais. Dada a amplitude da proposta de analisar todos os mo-

dais, os estudos de caso em referência selecionaram um empreendimento por modal, e basearam-se na análise de sua avaliação de impacto ambiental, de seu processo de licenciamento e, quando possível, em entrevistas. Os critérios para a seleção dos casos são apresentados nos itens respectivos.

1.2. Contextualização do tema: Evolução do Regime Internacional sobre Mudanças Climáticas e a Contribuição Nacionalmente Determinada do Brasil

1.2.1. Regime Internacional sobre Mudanças Climáticas. Da Convenção-Quadro ao Acordo de Paris

A relação entre desenvolvimento e preservação ambiental é um dos principais assuntos que compõem a agenda política no Século XXI. A questão relacionada às alterações climáticas decorrentes da ação humana é paradigmática nesse sentido. Os especialistas no tema são consensuais quanto à relação de causa e efeito entre o aumento da concentração de gases de efeito estufa na atmosfera e a elevação das médias de temperatura. Neste contexto, faz-se necessária a ação humana no sentido de reverter a tendência de aumento das emissões de gases de efeito estufa.

Ainda que a ciência a respeito da influência da variação na concentração atmosférica de gases de efeito estufa na temperatura do planeta seja desde há muito conhecida³, a questão das mudanças climáticas foi inserida na agenda política internacional apenas na década de 1980. Em 1988, então, a Organização Meteorológica Mundial (OMM) e o Programa das Nações Unidas sobre Meio Ambiente (PNUMA) criaram o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) como uma comunidade científico-política voltada a fornecer aos formuladores de políticas públicas uma avaliação periódica das bases científicas da questão das mudanças climáticas, dos seus impactos, bem como opções de adaptação e de sua mitigação.

³ Ver a esse respeito, por exemplo: ARRHENIUS, S. On the influence of carbonic acid in the air upon the temperature of the ground. *Philosophical Magazine and Journal of Science, Series 5*, [s.i.], v. 41, n. 251, pp. 237-276, abr. 1986.

No âmbito da Organização das Nações Unidas (ONU), foi assinada, em 09 de maio 1992, a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças do Clima (UNFCCC, na sigla em inglês), iniciando um regime internacional a respeito das mudanças climáticas e proporcionando a posterior evolução dessa questão.

A Convenção-Quadro é um modelo de tratado internacional que institui, como uma grande moldura, os limites normativos e princípios dentro dos quais os órgãos instituídos pela própria Convenção e segundo as atribuições por ela conferidas, pudessem preencher a “moldura” com normas novas (nunca contraditórias aos termos e limites determinados pela Convenção), a partir dos procedimentos formais de renegociação previstos na Convenção-quadro. Nesse tipo de acordo internacional, são instituídos órgãos elaboradores de normas – as Conferências das Partes (COP), as quais complementam a “moldura normativa” instituída pela convenção-quadro quando houver conjuntura política favorável à adoção de acordos internacionais cujo escopo seja complexo, ou cercado de tecnicidades; não havendo consenso sobre determinados termos, essas decisões podem ser tomadas no futuro, nas COP supervenientes.

Enquanto “convenção-quadro”, o documento se resume a explicitar o objetivo internacional de estabilizar as concentrações de gases de efeito estufa na atmosfera (artigo 2º), trazendo compromissos gerais, aplicáveis a todos os Estados (artigo 4º, parágrafo 1º) e específicos para os Estados considerados desenvolvidos, constantes do Anexo I (artigo 4º, parágrafo 2º), de acordo com o princípio das responsabilidades comuns, porém diferenciadas e das respectivas capacidades. Nenhum dos compromissos, contudo, obriga juridicamente os Estados à tomada de ações ou representam uma meta concreta de redução nas emissões de gases de efeito estufa.

Previu-se, por outro lado, o quadro institucional adequado para proporcionar a posterior evolução do regime, devendo os Estados signatários promover periodicamente conferências – as ditas Conferências das Partes – em que são tomadas as decisões necessárias para a sua efetiva implementação.

É nesse contexto que foi concebido o Protocolo de Quioto, durante a 3ª Conferência das Partes, realizada

entre 01 e 11 de dezembro de 1997, tendo entrado em vigência em 16 de fevereiro de 2005. Atualmente, conta com 192 Estados-membros, já que nem todos os Estados signatários da Convenção-Quadro ratificaram o Protocolo.

Se, por um lado, este documento traz metas específicas e formalmente vinculantes: os Estados constantes do Anexo I se comprometeram a reduzir, no período entre 2008 e 2012, a emissão de gases de efeito estufa a níveis, em média, 5% inferiores aos níveis emitidos em 1990; por outro lado, estas metas não foram estabelecidas com base em critérios científicos, ou mesmo técnicos, mas em escolhas políticas.

Em Quioto, os compromissos foram determinados como em um leilão, em que cada Estado ofereceu suas metas, sem necessariamente guardar proporcionalidade direta à respectiva responsabilidade – histórico ou contemporânea – quanto às emissões (PEREIRA, 2002). Os resultados dessas negociações foram as metas impostas para cada país do Anexo I, de forma que foram determinados formalmente as obrigações que deveriam ser cumpridas pelos países desenvolvidos. Dessa forma, ainda que os negociadores tenham influenciado o teor dos compromissos impostos – de modo que os argumentos políticos sobrepuseram-se aos científicos, deve-se notar que o Protocolo de Quioto adota uma perspectiva *top-down*. Isso porque, a decisão foi tomada em uma assembleia, após um espaço de debate. E o Protocolo não abria um espaço de proposição que não fosse a aceitação das metas de redução definidas e ser a meta uma escolha política não significa (necessariamente) que os leilões espelharam exatamente a intenção das partes.

Desde a sua entrada em vigência, o foco das negociações passou a recair sobre o período posterior a 2012, quando se encerraria o primeiro período de compromisso do Protocolo de Quioto. Foi criado, para tanto, o Grupo de Trabalho *Ad Hoc* sobre Compromissos Adicionais para os Estados incluídos no Anexo I do Protocolo de Quioto (AWG-KP). Paralelamente, no entanto, considerando-se que os maiores responsáveis pelas emissões contemporâneas de gases de efeito estufa não ratificaram (caso dos Estados Unidos) ou não foram abrangidos pelas obrigações de redução do Pro-

coloco de Quioto (caso de países em desenvolvimento, como a China), foi criado o Grupo de Trabalho *Ad Hoc* de Ação Cooperativa de Longo Prazo (AWG-LCA) a fim de negociar as bases de um novo instrumento de caráter vinculante – ao contrário do AWG-KP; contudo, o mandato do AWG-LCA não é específico sobre a forma e a natureza do resultado esperado de seu trabalho.

Dadas as divergências que marcaram o processo de negociações, tendo em vista que os Estados não concordavam no tocante às metas que deveriam ser impostas a cada um, na 15ª Conferência das Partes, realizada entre 07 e 19 de dezembro de 2009, momento em que deveria ser adotado um novo instrumento de caráter vinculante, os Estados apenas aceitaram o Acordo de Copenhague, tornando-o nada mais que um documento político.

O principal aspecto de seu texto se refere a que os Estados incluídos no Anexo I se comprometeriam a implementar, individual ou conjuntamente, metas quantificadas de limitação e de redução de emissões para 2020 – as quais deveriam ser apresentadas pelos mesmos Estados até 31 de janeiro de 2010 para a compilação de informações; enquanto os demais foram convidados a apresentar, no mesmo prazo, uma lista de ações de mitigação que pretendessem voluntariamente implementar e, na medida em que implementadas, essas ações se sujeitavam a determinada supervisão (internacional ou nacional, a depender se as ações seriam financiadas ou não pelos mecanismos de cooperação internacional). No entanto, não há nenhuma indicação se, posteriormente, essas metas e ações apresentadas se tornariam legalmente vinculantes.

Neste ponto, ainda que claro o princípio das responsabilidades comuns, porém diferenciadas, é de se observar que a assimetria construída entre os Estados incluídos no Anexo I e os demais, na oportunidade da Convenção-Quadro e do Protocolo de Quioto, encontra-se, de certa forma, desgastada (HOUSER, 2017).

No ano seguinte, durante a 16ª Conferência das Partes, realizada entre 29 de novembro e 10 de dezembro de 2010, foram adotados os Acordos de Cancun, como resultado dos trabalhos do AWG-LCA, documento que incorporou os compromissos centrais do Acordo

de Copenhague – sem, contudo, decidir a respeito de sua natureza legal.

Em seguida, foi criado o Grupo de Trabalho *Ad Hoc* sobre a Plataforma de Durban para Ação Fortalecida, durante a 17ª Conferência das Partes, realizada entre 28 de novembro e 11 de dezembro de 2011, abrindo espaço à negociação de um novo regime, vinculante e mais equilibrado entre os diferentes grupos de Estados, com a adoção de “um protocolo, outro instrumento legal ou um acordo com força legal” (parágrafo 2º) que deve ser aplicado a todos os Estados signatários, a partir de 2020.

O resultado dos trabalhos da Plataforma de Durban foi o Acordo de Paris, assinado na 21ª Conferência das Partes, realizada entre 30 de novembro e 11 de dezembro de 2015. Com esse instrumento, em suma, os Estados signatários aceitaram o objetivo de limitar o aumento da temperatura média do planeta a bem abaixo de 2º C, buscando-se o limite de 1,5º C acima dos níveis pré-industriais (artigo 2º, parágrafo 1º, alínea “a”). Para tanto, ainda que se mencione expressamente o princípio das responsabilidades comuns, porém diferenciadas e das respectivas capacidades (artigo 2º, parágrafo 2º), todos os Estados se comprometem a atingir o pico de emissões dos gases de efeito estufa o mais rápido possível (artigo 4º, parágrafo 1º). Comprometem-se também, adotando uma perspectiva *bottom-up*, a comunicar sucessivamente as metas nacionais de redução, denominadas “contribuições nacionais determinadas (CNDs)” (artigo 4º, parágrafo 2º), muitas das quais já foram inicialmente apresentadas no ano anterior. Embora a consecução das metas propostas pelos países em suas CNDs não seja obrigatória, as partes se comprometeram a envidar esforços para tanto, sendo o Acordo de Paris considerado um instrumento vinculante. Importante observar, ainda, que as CNDs não se limitam à mitigação, estendendo-se também à adaptação, financiamento, transferência de tecnologia, desenvolvimento de capacidades e transparência (artigo 3º)⁴.

⁴ A redação do artigo 3º é resultado da pressão dos países chamados “like minded developing countries”, para que as os demais temas, para além da mitigação e mesmo da adaptação ganhassem maior robustez no Acordo, vide RAJAMANI, 2017, pp. 131-140.

1.2.2. Metas do Brasil sob o Acordo de Paris: as “contribuições nacionalmente determinadas”

Conforme mencionado, em 2015, foi celebrado em Paris, na França, o mais importante acordo internacional sobre mudanças climáticas, o Acordo de Paris, tratado vinculado à Convenção-Quadro sobre Mudanças Climáticas da Organização das Nações Unidas (UNFCCC, na sigla em inglês). Nele, o Brasil se comprometeu, por meio de um documento denominado “Contribuições Nacionalmente Determinadas” (CND, na sigla em inglês), a adotar diversas medidas de enfrentamento à alteração climática, as quais se dividem, grosso modo, em três temas: florestas e uso do solo, energia e adaptação.

O Brasil apresentou a primeira CND em 28 de setembro de 2015. Neste documento, compromete-se a reduzir as emissões em 37% abaixo dos níveis de 2005 até 2025 e, subsequentemente, em 43% até 2030. Também se comprometeu a desenvolver e implementar o Plano Nacional de Adaptação, com o desenvolvimento de novas políticas públicas. Todas as medidas para o cumprimento da NDC, no entanto, devem ser conduzidas no âmbito da legislação nacional – destacando-se a Lei Federal n.º 12.187/2009 (Política Nacional sobre Mudança do Clima), a Lei Federal n.º 12.651/2012 (Lei de Proteção da Vegetação Nativa) e a Lei Federal n.º 9.985/2000 (Lei do Sistema Nacional de Unidades de Conservação – SNUC).

Em “esclarecimento” ao documento, o governo brasileiro especificou medidas adicionais para diferentes setores:

- I. No setor de florestas e de mudança do uso da terra:
 - a. Fortalecer o cumprimento do Código Florestal, em âmbito federal, estadual e municipal;
 - b. Fortalecer políticas e medidas com vistas a alcançar, na Amazônia brasileira, o desmatamento ilegal zero até 2030 e a com-

- pensação das emissões de gases de efeito estufa provenientes da supressão legal da vegetação até 2030;
- c) Restaurar e reflorestar 12 milhões de hectares de florestas até 2030, para múltiplos usos;
- d) Ampliar a escala de sistemas de manejo sustentável de florestas nativas, por meio de sistemas de georeferenciamento e rastreabilidade aplicáveis ao manejo de florestas nativas, com vistas a desestimular práticas ilegais e insustentáveis.
2. No setor de energia: alcançar uma participação estimada de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética em 2030, incluindo:
- a) Expandir o uso de fontes renováveis, além da energia hídrica, na matriz total de energia para uma participação de 28% a 33% até 2030;
- b) Expandir o uso doméstico de fontes de energia não-fóssil, aumentando a parcela de fontes renováveis (além da energia hídrica) no fornecimento de energia elétrica para ao menos 23% até 2030, inclusive pelo aumento da participação de eólica, biomassa e solar.
3. No setor de agricultura: fortalecer o Plano de Agricultura de Baixa Emissão de Carbono (Plano ABC) como a principal estratégia para o desenvolvimento sustentável na agricultura, incluindo:
- a) Restauração adicional de 15 milhões de hectares de pastagens degradadas até 2030;
- b. Incremento de 5 milhões de hectares de sistemas de integração lavoura-pecuária-florestas (ILPF) até 2030.
4. No setor industrial:
- a. Promover novos padrões de tecnologias limpas;
- b. Ampliar medidas de eficiência energética e de infraestrutura de baixo carbono.
5. No setor de transportes:
- a. Aumentar a participação de bioenergia sustentável na matriz energética brasileira para aproximadamente 18% até 2030, expandindo o consumo de biocombustíveis, aumentando a oferta de etanol, inclusive por meio do aumento da parcela de biocombustíveis avançados (segunda geração) e aumentando a parcela de biodiesel na mistura do diesel;
- b. Promover medidas de eficiência, melhorias na infraestrutura de transportes e no transporte público em áreas urbanas.

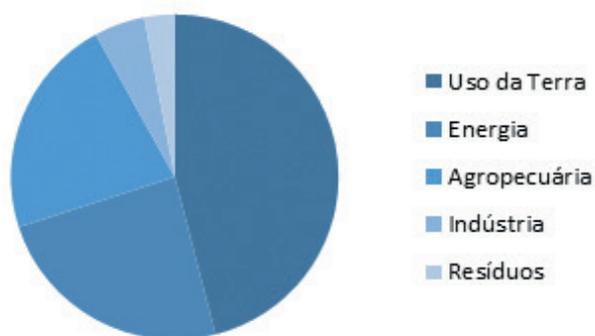
Ainda de acordo com o documento, essas medidas são consistentes com o compromisso de manter o aumento da temperatura global abaixo de 2°C, conforme estabelecido no Acordo de Paris.

I.2.3. Perfil das emissões de gases de efeito estufa no Brasil

Conforme o balanço realizado pelo Sistema de Estimativas de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SEEG), as emissões brutas de gases de efeito estufa no Brasil, em 2015, ano da propositura da CND brasileira, foram no patamar de 1.928 MtCO₂-eq, sendo o 6º maior emissor no mundo.

O maior responsável para tanto é o setor de mudança do uso da terra, respondendo por 46% das emissões. Destaca-se, neste setor, o desmatamento, a degradação ou a conversão de solos entre atividades rurais. Por sua vez, o setor de energia responde por 24% das emissões, seguido do setor da agropecuária, com 22%. Finalmente, os setores industrial e de resíduos respondem, respectivamente, por 5% e 3% das emissões totais de gases de efeito estufa.

Figura 1: Emissões brutas de gases de efeito estufa no Brasil em 2015

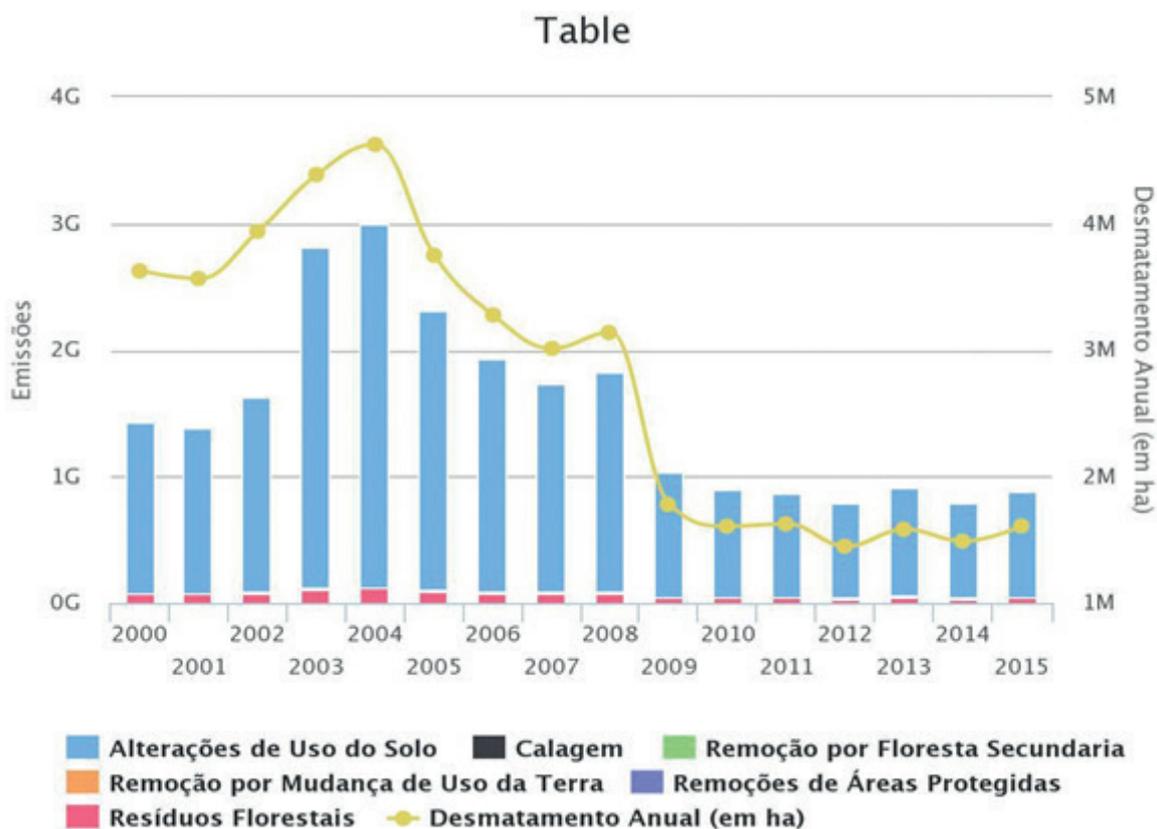


emissão de gases de efeito estufa por mudança de uso de solo.

Apesar de o setor de energia não figurar como principal fonte emissora do país, as escolhas de política energética que fez recentemente e fará no presente momento determinará as características de sua infraestrutura e se essa será de maior ou menor impacto sobre as emissões, que tendem a crescer com a inclusão de novos usuários do serviço de fornecimento de energia e aumento de atividades econômicas. Faz sentido, assim, a presença do tema na CND brasileira e seu estudo.

Desse quadro, decorre a importância das medidas de combate ao desmatamento e, portanto, da meta de fortalecer o cumprimento da Lei Federal n.º 12.651/2012 (Lei de Proteção da Vegetação Nativa) no âmbito federal, estadual e municipal, bem como as demais metas relacionadas ao setor. Observa-se, nesse sentido, que em 2012, quando se verificou a taxa anual mais baixa de desmatamento, também se verificou a menor

Figura 2: Relação de desmatamento e emissões por ano (2000-2015)



Fonte: SEEG

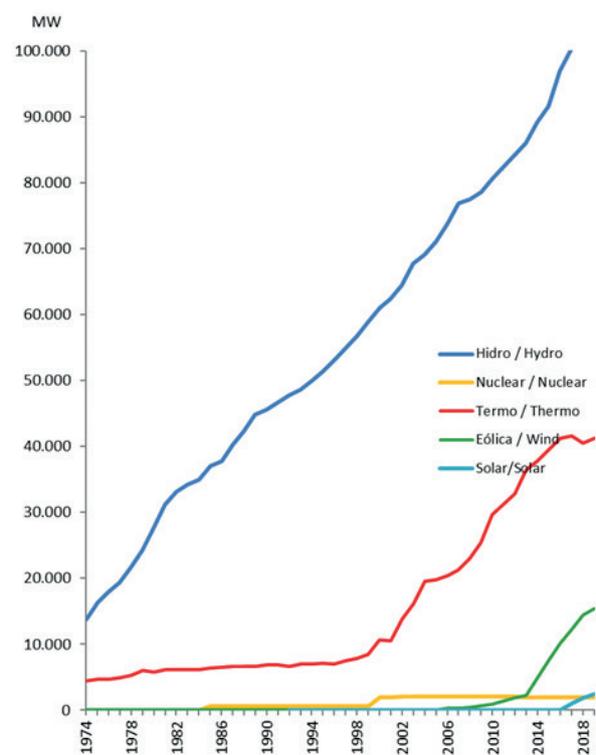
Capítulo 2. Energia Elétrica no Brasil. Evolução, cenário atual e metas climáticas

2.1. Evolução da geração de energia elétrica no Brasil e os diferentes modais

O Brasil teve seu processo de industrialização e desenvolvimento baseado no modal hidrelétrico, fonte abundante devido às suas características geográficas. A primeira usina hidrelétrica iniciou sua operação no país no século XIX. O aumento dessa fonte teve seu auge no período da ditadura militar, sobretudo após o chamado choque do petróleo, na década de 1970 (NUSDEO; AMORIM E SANTOS (não publicado).

A partir do ano de 1974, ano em que se inicia a série histórica do Balanço Energético Nacional, a produção de energia elétrica cresce consistentemente, a despeito das crises econômicas pelas quais o País passou.

Figura 3: Evolução da geração de energia elétrica no Brasil (1974-2019)



Fonte: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Balanço Energético Nacional: Séries Históricas Completas (2019a). Elaboração: EPE.

A proeminência da geração pelas fontes hidrelétricas começou a ser relativizada a partir dos anos 2000, quando o gás natural e derivados de petróleo começaram a ganhar espaço de forma contínua e crescente – a não ser por uma oscilação em 2018 - até 2019.

Tabela I - Capacidade instalada de geração elétrica (2001-2019)

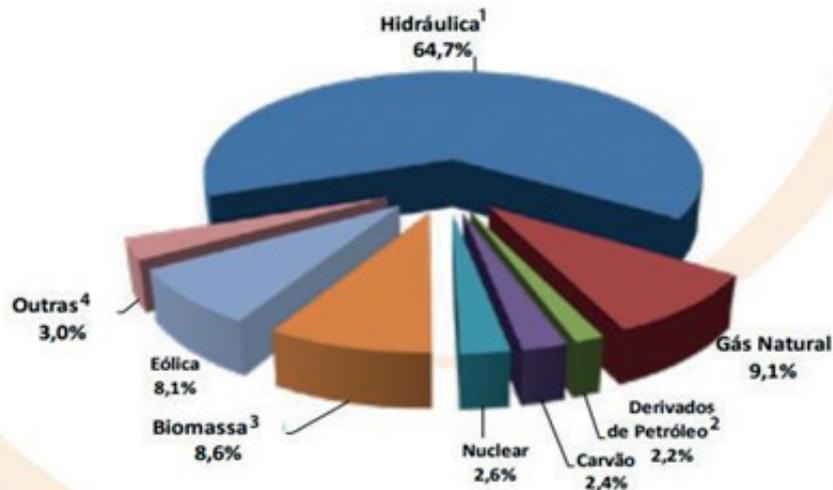
Usinas em Operação / Plants in operation		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
UHE / Hidro		61.554	63.502	66.460	67.778	69.631	72.005	74.937
PCH / Hidro		855	895	1.151	1.220	1.330	1.566	1.820
CGH / Hidro		-	77	87	90	99	107	112
EOL / Wind		21	22	22	29	29	237	247
SOL / Solar		-	-	-	-	-	-	-
Total		10.481	13.813	16.130	19.556	19.770	20.372	21.229
Biomassa / Biomass						3.338	3.702	4.103
Bagaçó / Bagasse						2.298	2.644	3.023
Outras / Others						1.040	1.058	1.080
Biogás / Biogas						20	20	20
Capim Elefante / Elephant Grass						-	-	-
Carvão Vegetal / Charcoal						8	8	8
Casca de Arroz / Rice Peels						6	6	19
Gás de Alto Forno - Biomassa / Charcoal Gas						22	22	22
Lúvia / Black-Liquor						783	785	795
Óleos Vegetais / Vegetable Oil						-	-	-
Lenha-Resíduos de madeira e florestais - Outras renováveis / Firewood-Wood Waste - Other Renewa						202	216	216
Fóssil / Fossil						15.809	16.035	16.279
Carvão Mineral / Steam Coal						1.415	1.415	1.415
Gás de Refinaria / Refinery Gas						282	282	282
Gás Natural / Natural Gas						9.638	9.820	10.194
Óleo Combustível / Fuel Oil						1.009	1.271	1.339
Óleo Diesel / Diesel Oil						3.335	3.116	2.919
Óleo Ultraviscoso / Viscous Oil						131	131	131
Outras ¹ / Others ¹								
Effluentes Industriais / Industrial Effluent						623	635	847
Effluente Gasoso ² / Gaseous Effluent ²						17	17	214
Enxofre / Sulfur						31	43	55
Gás de Alto Forno / Blast Furnace Gas						163	163	168
Gás de Processo / Process Gas						132	132	132
Gás Siderúrgico / Steel Gas						278	278	278
Fontes Desconhecidas								
UTN / Nuclear		1.966	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007
Total		74.877	80.315	85.857	90.679	92.865	96.294	100.352

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
74.901	75.484	77.090	78.347	79.956	81.132	84.095	86.366	91.499	94.662	98.287	102.999
2.490	2.953	3.428	3.896	4.101	4.620	4.790	4.886	4.941	5.020	5.157	5.291
154	173	185	216	236	266	308	398	484	594	695	768
398	602	927	1.426	1.894	2.202	4.888	7.633	10.124	12.283	14.390	15.378
-	-	1	1	2	5	15	21	24	935	1.798	2.473
22.999	25.351	29.689	31.243	32.778	36.528	37.827	39.564	41.275	41.537	40.523	41.219
5.054	5.717	7.927	9.028	9.923	11.601	12.341	13.257	14.147	14.505	14.790	14.978
3.687	4.096	6.183	7.213	8.095	9.435	9.881	10.573	10.979	11.158	11.368	11.438
1.367	1.622	1.744	1.815	1.828	2.166	2.460	2.684	3.168	3.347	3.422	3.540
32	45	68	71	79	80	70	84	119	135	140	186
-	-	-	32	32	32	32	32	66	32	32	32
17	25	25	25	25	25	51	51	54	43	43	48
25	31	19	33	36	36	38	45	45	45	45	53
70	85	88	88	93	93	108	112	115	114	128	128
970	1.146	1.241	1.245	1.236	1.530	1.785	1.923	2.333	2.543	2.556	2.544
-	-	-	4	4	4	19	27	4	4	4	4
253	289	303	317	322	366	358	409	432	431	474	544
17.098	18.755	20.373	20.818	21.444	23.590	24.149	24.961	25.550	25.453	24.127	24.642
1.473	1.530	1.944	1.944	2.304	3.389	3.389	3.389	3.389	3.324	2.858	3.228
282	282	305	305	342	254	321	316	316	316	320	320
10.353	11.756	11.255	11.525	11.439	12.300	12.550	12.428	12.965	12.980	13.359	13.385
1.514	1.564	2.732	3.028	3.801	3.965	4.065	3.197	4.020	4.056	3.363	3.316
3.345	3.491	4.007	3.885	3.427	3.551	3.823	5.632	4.825	4.737	4.186	4.353
131	131	131	131	131	131						
								35	41	41	40
847	879	1.388	1.396	1.411	1.337	1.337	1.346	1.578	1.579	1.606	1.599
213	211	211	211	211	162	162	160	176	172	172	66
56	57	57	57	60	60	60	71	71	71	71	79
168	200	207	212	212	216	216	216	422	422	417	512
132	132	635	638	650	674	674	674	654	658	721	715
278	278	278	278	278	225	225	225	255	255	225	226
								92	-	-	-
2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990
102.949	106.570	113.327	117.135	120.975	126.743	133.913	140.858	150.338	157.112	162.840	170.118

Fonte: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Balanço Energético Nacional: Séries Históricas Completas (2019a). Elaboração: EPE.

Figura 4: Geração de energia elétrica por fonte no Brasil em 2018**Gráfico 2.2 Geração de energia elétrica por fonte no Brasil – participação em 2018**

Brazil electricity generation by source (%)



Fonte: BNE, 2018; elaboração: EPE.

Notas:

1. Inclui autoprodução;
2. Derivados de petróleo: óleo diesel e óleo combustível;
3. Biomassa: lenha, bagaço de cana e lixívia;
4. Outras: recuperações, gás de coqueria e outros secundários.

A partir de 2005, momento em que passa a ser contabilizado no cálculo da EPE, até 2018, o modal de biomassa passou a ter de 3,5% a 8,6% de participação no total nacional; o modal de energia eólica foi de virtualmente 0 para 8,1% em 2018; o modal de pequenas centrais hidrelétricas, de 1,8% em 2002 (ECONOMIA E ENERGIA, 2003) a 3,3% em 2016 (EPE, 2017). O modal fotovoltaico, por sua vez, teve seu primeiro salto entre 2016 e 2017, chegando de uma participação de virtualmente 0% em 2002 a 1,1% em 2018 (EPE, 2019).

O item abaixo analisará as políticas energéticas voltadas à promoção das mudanças climáticas.

2.2. Geração elétrica e fontes alternativas: as políticas energéticas

2.2.1. A busca pela diversificação das fontes após o “apagão de 2001”

A política energética desenvolvida em âmbito nacional tem por objetivo desenvolver a geração e uso

dos diferentes modais, conforme a disponibilidade das fontes existentes no território do país e os tipos de uso mais demandantes. Um exemplo quanto ao elemento da disponibilidade é a abundância de recursos hídricos, que como ocorre no Brasil, tende a formar uma matriz energética com forte presença de energia hidráulica. Já no tocante aos usos, o perfil de atividades econômicas do país e os modais de transporte que utiliza são fatores que determinam a demanda energética, tanto do ponto de vista quantitativo, como de aspectos relativos à logística de transmissão da energia de onde é gerada para onde é consumida.

Nesse sentido, garantir segurança energética – a disponibilidade e continuidade de fornecimento a um custo adequado – é o objetivo central da política. Outros objetivos se relacionam a esse, como é o caso da diversidade da matriz e o desenvolvimento de fontes no território nacional, para reduzir a dependência externa, que se agregam ao objetivo da segurança. Outros objetivos, ainda, fundamentam-se em outros valores, como a modicidade tarifária, que espelha a concepção da energia elétrica como serviço público de prestação universal; a uni-

versalização, em países que ainda não levaram o acesso à energia a todos seus cidadãos e os ambientais, voltados à ideia de que o suprimento de energia deve se dar por fontes menos impactantes ao meio ambiente e ao clima.

As políticas energéticas nacionais variam quanto aos objetivos que agregam ao objetivo principal da segurança energética e ao peso que lhes dão. Assim, alguns países enfatizam mais ou menos os aspectos ambientais de suas matrizes energéticas. Além disso, elas variam também quanto a forma de estruturar os investimentos na infra-estrutura necessária à geração e consumo energético, que pode ter menor ou maior participação do setor público quanto ao seu planejamento e execução, sendo comum a presença de empresas estatais no setor.

Este item volta-se às medidas criadas na política energética brasileira a partir de 2001.

Conforme exposto no item acima, a partir dos anos 2000 há um aumento tanto das fontes termoelétricas, quanto das fontes chamadas alternativas: eólica, solar, biomassa e mesmo pequenas centrais hidrelétricas (PCHs).

Importante contextualizar que esse cenário de diversificação da matriz energética foi impulsionado por uma crise que ficou conhecida como “apagão”, no ano de 2001, resultado da combinação de uma redução no regime de chuvas e, portanto, nos reservatórios, somada a uma crise do modelo regulatório implantado.

Com efeito, até a década de 1990, o setor elétrico brasileiro caracterizou-se por forte intervenção estatal, baseada em empresas estatais e planejamento. Nos anos 90, no entanto, procedeu-se à desconcentração – promovida pela separação dos setores de geração; transmissão; distribuição e comercialização e desestatização do setor elétrico. Assim, o setor de geração passou a ser explorado em três regimes: de serviço público, de produção independente e de autoprodução; o de transmissão como serviço público; o de distribuição como serviço público e em regime privado e o de comercialização em regime privado (WALTERMBERG, 2001).

O Governo Federal desenvolveu o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB) no

contexto do Plano Nacional de Desestatização. Buscou-se, assim, redefinir o quadro legal e institucional do setor. Os objetivos principais da reestruturação eram: estimular a competitividade na geração e em alguns pontos da comercialização; regular as áreas de transmissão e distribuição onde há monopólio natural e limitar o papel do governo à formulação de políticas energéticas e à de regulamentação e fiscalização das atividades delegadas (CHAGAS, 2008).

Segundo Braga (2016), essa reestruturação trazia influência das ideias de redução do papel do Estado na economia, buscando que a livre concorrência prevalecesse onde fosse possível, com o Estado assumindo principalmente um papel regulador. Essa mudança teve três pilares: desestatização, desverticalização e busca da maior eficiência. Para o desempenho da função de regulação foi criada a ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, pela Lei Federal 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

Essas medidas, porém, não alcançaram os resultados desejados. Ao contrário, o desmonte das principais áreas estatais de planejamento e operação do sistema elétrico; a ausência de coordenação institucional entre os órgãos setoriais, e restrição ao investimento das empresas estatais são as principais causas apontadas para a “crise do apagão” no ano de 2001 (TOLMASQUIM, 2015; NUSDEO, AMORIM E SANTOS, 2020 (não publicado)).

Além disso, o processo de desestatização do setor elétrico proposto não foi plenamente realizado, tendo alcançado 70% da capacidade de distribuição e 30% da de geração. Contudo, com o colapso parcial do planejamento e incertezas regulatórias, os investidores privados não tiveram a segurança necessária para promover novos investimentos, contribuindo para o apagão de 2001 (GOLDENBERG, LUCON, 2007; NUSDEO, AMORIM E SANTOS, 2020 (não publicado)).

Outra reforma institucional ocorreu entre 2003 e 2004 e é referida como “Novo Modelo”. A partir das críticas acima, mudanças foram promovidas. As principais referem-se a alterações quanto à comercialização de energia, com a criação do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL); mudanças na estrutura institucional, por meio da reorganização de competências e da criação da Câ-

para de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e da retomada do planejamento, por meio da criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), retomada de programas de universalização, com vistas a se estabelecer segurança jurídica para atrair investimentos (TOLMASQUIM, 2015). Esta reforma se deu através da Lei nº 10.848/2004 e de diversos decretos, destacando-se o Decreto nº 5.163/2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica; o Decreto nº 5177/2004, que disciplina as atribuições da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e o Decreto nº 5.184/2004 que criou a Empresa de Pesquisa energética (EPE).

Atualmente, conforme o Novo Modelo, existem duas formas de se adquirir energia elétrica: dentro do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) ou através do Ambiente de Contratação Livre (ACL), como será analisado no item 2.2.3, abaixo.

A necessidade de diversificação da matriz ficou clara antes ainda das reformas que levaram ao Novo Modelo e deu ensejo ao desenvolvimento de uma primeira e importante política pública para o fomento de fontes alternativas. Foi o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), que será descrito no item a seguir:

2.2.2. O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA)

O PROINFA foi criado pela Lei nº 10.438/2002, com revisões e alterações promovidas pela Lei nº 10.762/2003, estabelecendo um regime jurídico de contratação para as fontes de energia alternativa, previsto para ser desenvolvido em duas fases.

Na primeira fase foi criada a possibilidade da Eletrobrás, a empresa estatal distribuidora de energia, celebrar contratos para a compra de energia proveniente das fontes alternativas em valor fixo por um prazo de 20 anos, como estatuído pela Lei Federal 10.762 de 2003, em seu artigo 3º, inciso I, alínea a)⁵. Os contratos foram

firmados entre a Eletrobrás e os produtores independentes autônomos, que são aqueles que não têm vínculo societário com as concessionárias atuantes em outros elos da cadeia econômica do setor elétrico.

Deve-se ter em conta que uma fonte alternativa, até que atinja certa maturidade tecnológica e uma determinada capacidade instalada de mercado, tem seu custo de geração mais alto que as fontes já consolidadas. Isso está ligado a vários aspectos, tais como a necessidade de desenvolvimento de tecnologias e equipamentos usados por essas novas fontes; à formação de técnicos especializados; à superação das incertezas quanto à sua capacidade de funcionamento contínuo e à necessidade e custo de sua integração às redes de transmissão, para que cheguem aos pontos consumidores da energia⁶. Por isso, para que se desenvolvam, demandam incentivos.

A lei do PROINFA considera como fontes alternativas as fontes eólicas, biomassa e as Pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), conforme preleciona o artigo 3º, *caput*, da Lei Federal nº 10438, de 2002. Estabeleceu-se a meta de construção de 144 usinas, capazes de produzir aproximadamente 3300 MW (1.422,92 MW de 54 usinas de energia eólica, 685,24 MW de 27 usinas com base de biomassa e 1.191,24 MW de 63 PCHs), tendo como objetivo que, em 20 anos, essas fontes correspondessem a 10% do consumo anual de energia elétrica nacional (MORELLI, 2012).

Outro aspecto de incentivo trazido nos contratos do PROINFA foi a chamada contratação por disponibilidade.

Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS até 30 de junho de 2004, para a implantação de 3.300 (três mil e trezentos) MW de capacidade, em instalações de produção com início de funcionamento previsto para até 30 de dezembro de 2008, assegurando a compra da energia a ser produzida no prazo de 20 (vinte) anos, a partir da data de entrada em operação definida no contrato, observados os valores e pisos definidos na alínea b deste inciso; (Redação dada pela Lei nº 11.075, de 2004) b) a contratação a que se refere a alínea a deverá ser distribuída igualmente, em termos de capacidade instalada, por cada uma das fontes participantes do programa e a aquisição da energia será feita pelo valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte, valor este a ser definido pelo Poder Executivo, mas tendo como pisos cinquenta por cento, setenta por cento e noventa por cento da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final dos últimos doze meses, para a produção concebida a partir de biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e energia eólica, respectivamente; (Redação dada pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003)

⁶ Entrevistados 10 e 13.

⁵ Art. 3º Fica instituído o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa, com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional, mediante os seguintes procedimentos. I – na primeira etapa do programa: a) os contratos serão celebrados pela

O modo tradicional de contratação é por quantidade, quando se compra um volume específico de energia que, se não entregue, acarreta encargos contratuais ao fornecedor. Na contratação por disponibilidade há flexibilidade quanto à quantidade efetivamente entregue, sendo contratada uma determinada capacidade de produção colocada à disposição do adquirente⁷. Essa forma de contratação foi importante até que a produção por certas fontes alternativas tivessem maior desenvolvimento técnico e conseguissem controlar as oscilações de vento ou insolação em que se baseiam.

A implantação da fase I do PROINFA iniciou-se com a celebração dos contratos no ano de 2004 e estava prevista para terminar em dezembro de 2006 com o começo das operações das usinas contratadas. Essa data, posteriormente foi adiada para o final de 2008 (COSTA, 2006).

A prorrogação desses prazos e diversos ajustes deveram-se a obstáculos enfrentados pelos projetos, especialmente o atingimento dos índices de nacionalização exigidos. Em 2010, havia apenas um fabricante nacional e a legislação exigia que 60% dos custos com equipamentos e serviços fossem de origem nacional (MORELLI, 2012).

É comum políticas energéticas que têm a finalidade de promover fontes alternativas valerem-se de um preço de aquisição especial, que pertence à categoria ampla dos subsídios (BERRY & JACCARD, 2001). Assim, contrata-se a energia gerada pela fonte alternativa por um preço que cubra seu custo, por um período longo e pré-definido, de modo a dar segurança aos investimentos a serem realizados. O PROINFA, por meio dos contratos entre a Eletrobrás e os geradores, caracterizou-se pelo uso desse tipo de medida.

Além disso, o Programa estabeleceu uma meta de ampliação da inserção de energias renováveis na matriz elétrica nacional. A meta estabelecida era a aquisição de 3.300 MW de capacidade em energias renováveis na primeira fase do programa, como já descrito, e de 10% do consumo nacional anual em fontes renováveis na segunda fase. Essa estratégia – do estabelecimento de co-

tas voluntárias ou obrigatórias de energia renovável no montante de energia total fornecido - também é realizada por políticas energéticas em outros países, ou mesmo estados, quando são competentes para definir políticas energéticas (BERRY & JACCARD, 2001; e NUSDEO, AMORIM e SANTOS, 2020 (não publicado))

Na fase 2 do PROINFA, os produtores deveriam emitir anualmente certificados de energia renovável para fins de controle sobre as metas de quantidade de energia renovável estabelecidas, sob a fiscalização da agência federal de eletricidade (ANEEL). A ideia do esquema era criar as condições para uma possível transição a um sistema de cotas, em que as distribuidoras devem adquirir uma parcela da energia que vendem de fontes alternativas.

No entanto, em decorrência das normas regulatórias de 2004, a aquisição de energia passou a ser realizada por meio de leilões, o que excluiu a possibilidade de novos contratos pelo PROINFA. Com isso, a segunda etapa do programa não ocorreu (DUTRA, 2007 e NUSDEO, AMORIM E SANTOS, 2020 (não publicado)).

Apesar dessa descontinuidade, os contratos celebrados na primeira fase do programa ainda se encontram em andamento e o programa é considerado fundamental na alavancagem das fontes alternativas contempladas⁸. O PROINFA garantiu condições para a instalação das fontes geradoras, até que essas se tornassem competitivas, estimulou a criação de produção nacional em parte das suas cadeias produtivas, tais como a produção de aerogeradores que se instalou no Brasil, formou um conjunto de profissionais capacitados e demonstrou a capacidade de suprimento confiável da fonte⁹.

2.2.3. Outros incentivos implantados

Ao lado dos instrumentos utilizados no âmbito do PROINFA e mesmo após a cessação de novas contratações no programa, outros incentivos foram utilizados para incentivar as fontes alternativas.

⁷ Vide o item 2.2.4, abaixo.

⁸ Entrevistados I, 10 e 13.

⁹ Entrevistados 10 e 13.

Um instrumento importante para as fontes aptas a uma geração em pequena escala foi o chamado *net metering*. O mecanismo consiste na possibilidade de os consumidores que geram energia para seu uso compensarem o montante de energia injetada na rede do total de energia que consumirem, subtraindo-o de sua conta. Trata-se de um incentivo importante porque a energia gerada (solar ou eólica, por exemplo) é gerada em certos horários, mas o consumo se dá em momentos diferentes, não sendo possível acumular a energia, na falta de um sistema de baterias, ainda muito custoso. Assim, o consumidor-gerador injeta a energia gerada na rede e obtém desconto do valor injetado na sua conta. Ele utiliza a rede para armazenar a energia que gera e que consome ao longo de outros períodos.

O *net metering* foi instituído em várias legislações para incentivar o avanço da energia fotovoltaica, inclusive no âmbito da legislação estadual no caso dos Estados norte-americanos (ACKERMAN ET AL, 2001). Um dos aspectos importantes é definir quem pode ser beneficiado pela política.

No Brasil, o sistema, referido como geração distribuída, foi estabelecido pela Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012, que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, criando o sistema de *net metering*. Definiu-se a microgeração como geração até 0,1 MW, e a minigeração como geração superior a 0,1 MW até 1 MW.

Posteriormente, a Resolução Normativa ANEEL nº 482 foi alterada pela Resolução Normativa ANEEL 687/2015, a qual criou a possibilidade de geração distribuída em condomínios (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras) e as figuras do autoconsumo remoto e da "geração compartilhada", possibilitando a união de interessados em consórcios ou em cooperativas, instalando micro ou minigeração distribuída e dessa forma, utilizando a energia gerada para redução das faturas dos consorciados ou cooperados (SANTOS, 2019). Dentre as outras principais mudanças, temos: 1) a possibilidade de compensação de créditos de energia entre matrizes e filiais de grupos empresariais; 2) os sistemas de geração distribuída condominiais (pessoas físicas e

jurídicas); 3) a ampliação da potência dos sistemas fotovoltaicos de 1 MW para 5 MW; 4) a ampliação da duração dos créditos de energia elétrica de 36 meses para 60 meses; 5) a redução dos prazos de tramitação de pedidos junto às distribuidoras; 6) a padronização dos formulários de pedido de acesso para todo o território nacional.

Ainda em 2015, o MME, por meio da Portaria nº 538, criou o Programa de Geração Distribuída (ProGD), que tem como objetivo promover e incentivar a geração distribuída a partir de fontes renováveis e cogeração em edifícios públicos e privados (residenciais, comerciais e industriais).

Há, ainda, outros incentivos tarifários e fiscais criados para o fomento à micro e minigeração por fontes alternativas.

Destaca-se, nesse sentido, o desconto nas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST e Tarifa de Uso dos sistemas de Distribuição - TUSM. Ambas se referem a tarifas pelo uso da rede de transmissão e distribuição, levando-se em consideração que as etapas de geração, transmissão e distribuição são realizadas por empresas diferentes. Assim, a conta de energia engloba o valor dela, energia, acrescido do valor de seu transporte entre o ponto de geração e o de uso.

O desconto de no mínimo 50% dessas tarifas para empreendimentos de fontes solar, eólica e biomassa de até 30.000 Kilowatts, definido pela ANEEL, foi determinado pela Lei 13.203 de 2015, que alterou o artigo 26, parágrafo 1º da Lei 9427/96, que disciplina o regime de concessões de serviços públicos de energia elétrica.

Outro mecanismo de incentivo trazido pelo artigo 26 da Lei 9427/96 é a possibilidade de empreendimentos geradores de energia geradas por fontes eólicas, solares, biomassa e PCHs, venderem energia diretamente a consumidores individuais ou conjunto de consumidores - os chamados consumidores especiais - com carga igual ou superior a 500MW, beneficiando-se essa venda também dos descontos nas tarifas TUSM e TUSD.

Cabe explicar que, de acordo com a legislação, os consumidores de maior porte têm o status de con-

sumidores livres, podendo comprar energia no mercado e, assim, deixar de adquiri-lo por meio da empresa distribuidora da região. A medida abre exceção para os consumidores especiais, que não chegam ao consumo mínimo dos consumidores livres, ampliando o mercado para as energias alternativas com o benefício da redução das tarifas pelo uso da rede¹⁰.

O desconto é alvo de críticas, pois o gerador, no sistema do *net metering* produz energia, mas usa gratuitamente a rede. Os custos dessa, por sua vez, são pagos pelos demais consumidores na mesma área de concessão. Assim, os consumidores que não possuem a estrutura para a microgeração pagam para que os que fizeram esse investimento tenham maior isenção. Esse mecanismo seria regressivo.¹¹ Além disso, o fato de o subsídio ser aplicado numa área de concessão, onera mais seriamente aqueles consumidores localizados em áreas com mais projetos.

Em 2015, a publicação do Convênio nº 16 pelo Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ autorizou os Estados a concederem isenção de ICMS sobre a energia fornecida pela distribuidora aos consumidores na quantidade correspondente à soma da energia injetada, beneficiando ainda mais aqueles que produzem energia distribuída.

Existe também a possibilidade de que os Estados, responsáveis pela cobrança do imposto sobre circulação de mercadorias e serviços (ICMS) concedam isenções sobre o ICMS incidente na comercialização e transporte de certos insumos e equipamentos destinados à geração por fontes alternativas. Vários estados o fizeram, desonerando o custo de instalação de usinas geradoras de energia, o que beneficiou as alternativas.

Ainda no tocante a incentivos para aquisição de equipamentos, pode ser referido o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Infraestrutura (REIDI), que permite incentivos fiscais na aquisição de equipamentos em setores de infraestrutura, como o energético, que pôde ser utilizado para investimentos em setores de geração. O programa permite incentivo

fiscal de 100% sobre o PIS/PASEP e COFINS. O REIDI se insere no Programa de Aceleração do Crescimento (PAC). (NUSDEO, AMORIM E SANTOS, 2020 (não publicado)).

O PAC se propôs, no tocante ao setor energético, a aumentar a oferta a partir de fontes renováveis e ou de baixa emissão de carbono, como usinas nucleares, usinas e pequenas centrais hidrelétricas, térmicas movidas a gás natural e a biomassa, fotovoltaicas e eólicas (SANTOS, 2018).

Outra importante categoria de incentivos identificada foram linhas de financiamento do BNDES, disponíveis desde o PROINFA e mantidas quando este programa deixou de firmar novos contratos. Teve e tem importância tanto para financiar empreendimentos voltados ao mercado regulado quanto ao mercado livre¹².

O financiamento a projetos de implantação com juros abaixo das taxas de mercado foi elencado como fator de incentivo às fontes alternativas. Ainda que as linhas de crédito em questão fossem voltadas à infraestrutura e tenham beneficiado também usinas de fontes tradicionais, sua disponibilidade às fontes alternativas viabilizou a instalação de muitos empreendimentos geradores. Em algumas situações, a obtenção do financiamento, ou seu enquadramento mais vantajoso exigia porcentagem de componente nacional, vale dizer, que o empreendimento tivesse uma porcentagem de equipamentos nacionais. A exigência volta-se a objetivos de política econômica tais como o desenvolvimento da indústria nacional na redução da dependência externa desses insumos e na geração de empregos. Conforme dados do Ministério de Minas e Energia, (PROINFA, 2012), o programa foi responsável, até o ano de 2012, pela criação de aproximadamente 150 mil empregos no Brasil, pela diversificação da matriz energética nacional e por investimentos na indústria nacional na ordem de R\$ 4 bilhões. No entanto, promove desajustes específicos, quando os empreendimentos têm dificuldades de se enquadrar nas exigências.

¹⁰ Vide o item 2.2.4, abaixo.

¹¹ Entrevistado 10.

¹² Entrevistado 13

2.2.4. A implantação do sistema de leilões

Atualmente, existem duas formas de se adquirir energia elétrica: dentro do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) ou através do Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Os leilões de energia organizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), através da delegação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), configuram o ACR. Os contratos que ocorrem nesta modalidade têm regulação específica no que tange ao preço da energia, submercado de registro do contrato e vigência de suprimento, os quais não são passíveis de alterações bilaterais por parte dos agentes (CCEE, 2018a). Os tipos de contratos existentes no ACR são os seguintes: de geração distribuída; de ajuste; do PROINFA; de Itaipu; de energia de reserva (CER); de uso de energia de reserva (CONUER) e de comercialização de energia no ambiente regulado (CCEAR).

De acordo com o Decreto nº 5.163/2004, o CCEAR possui duas modalidades:

- a) quantidade de energia elétrica: preveem que o ponto de entrega da energia é o centro de gravidade do submercado onde esteja localizado o empreendimento de geração e que os custos decorrentes dos riscos hidrológicos são assumidos pelos agentes geradores; e
- b) disponibilidade de energia elétrica: O contratado não tem que entregar volumes fixos. Geram o quanto podem e essa energia é adquirida por preço fixo. Os custos decorrentes dos riscos hidrológicos são assumidos pelos agentes consumidores, sendo que eventuais exposições financeiras no mercado de curto prazo da CCEE, são assumidas pelos agentes de distribuição, sendo repassadas ao consumidor final¹³.

Resumidamente, a principal diferença entre as modalidades de contratação de energia elétrica está na alocação do risco. No caso dos contratos por quantida-

de, o risco da produção de energia abaixo do montante contratado é do vendedor (gerador); no caso da contratação por disponibilidade, o risco é absorvido pelos compradores e consumidores, uma vez que as distribuidoras precisam adquirir no mercado a quantidade de energia faltante para atender às suas demandas, e repassam estes custos aos consumidores finais.

A contratação por disponibilidade foi um fator de incentivo às energias alternativas, como a eólica. Foi adotada no PROINFA e manteve-se na maior parte dos leilões para fontes alternativas, até 2016¹⁴.

Por sua vez, o ACL realiza a comercialização de energia sem a mediação da ANEEL e da CCEE. Segundo THYMOS (2016), os principais benefícios são: minimizar custos, oportunidades conjunturais, previsibilidade, escolha de fornecedores e adequação ao perfil de aceitação de risco, além dos benefícios apontados pela Associação Brasileira de Comercializadores de Energia Elétrica (ABRACEEL, 2016), como flexibilidade, poder de escolha e competitividade.

Existem dois tipos de consumidores no ACL: os consumidores livres e os especiais. O primeiro tipo possui no mínimo 3.000 kW de demanda e podem contratar de qualquer fonte de geração. O segundo tipo possui demanda contratada igual ou maior que 500 e menor que 3.000 kW mas só podem contratar energia proveniente de usinas eólicas, solares, biomassa, PCHs ou das fontes especiais de energia, conforme os critérios estabelecidos pela Lei nº 9.074/1995.

Existem dois atores ainda não citados: o auto-produtor e o produtor independente de Energia elétrica (PIE). O primeiro é o empreendimento que gera toda a energia que consome, podendo disponibilizar sobras na rede de transmissão. O segundo ator é o empreendimento privado de geração e que recebe pelo volume de energia produzido.

Cabe mencionar que tramita na Câmara de Deputados o PL no. 1.917/2015 e no Senado o PL 232/2016 que preveem a expansão do mercado de energia livre através da portabilidade. Por meio deste mecanismo, os

¹³ Vide o item 2.2, acima.

¹⁴ Entrevistado 13

consumidores poderão escolher o próprio fornecedor independentemente do montante consumido (ABRACEEL, 2016).

Segundo dispõe o site oficial da CCEE, há nove modalidades de leilões de energia, sendo elas: leilão de venda, leilão de fontes alternativas, leilão de excedentes, leilão estruturante, leilão de energia de reserva, leilão de energia nova, leilão de energia existente, leilão de compra e leilão de ajuste. O site traz informações sobre cada uma das modalidades e as normas às quais se submetem.

Dentre estas nove modalidades, cinco são mais relevantes para que se analise se o Brasil tem usado o instrumento dos leilões de energia de modo congruente em relação à meta relativa à energia proposta na sua CND, perante o Acordo de Paris. São elas: leilão de fontes alternativas, leilão estruturante, leilão de energia de reserva, leilão de energia nova e leilão de ajuste.

• Leilão de fontes alternativas

O leilão de fontes alternativas foi instituído com o objetivo de atender ao crescimento do mercado no ambiente regulado e aumentar a participação de fontes renováveis – eólica, biomassa, solar e energia proveniente de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) – na matriz energética brasileira. Trata-se de leilões exclusivos para uma ou mais de uma fonte alternativa. No que concerne à geração de energia, pode ser visto como uma das grandes ferramentas para que o Brasil atinja a meta de redução de produção por fontes alternativas, estabelecida pelo próprio país em sua CND.

O incentivo às fontes renováveis e os custos em queda promoveram um crescimento gradativo de participação dessas fontes no mercado de energia.

• Leilão estruturante

Destina-se à compra de energia proveniente de projetos de geração indicados por Resolução Normativa do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e aprovados pelo presidente da República. Esses leilões se referem a empreendimentos que tenham prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e o interesse público. Deste modo, incentivava-se o empreendedor a voltar seus olhos à produção de energia, uma vez que os leilões buscam assegurar a

otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do sistema elétrico. Além disso, objetivam garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos, a depender do contrato que, por sua vez, está atrelado à matriz energética utilizada.

A previsão para realização desses leilões é dada pelo inciso IV do § 1º do art. 19 do Decreto nº 5.163/2004, com redação dada pelo Decreto nº 6.210/2007, e estão de acordo com a atribuição do CNPE prevista no inciso VI do art. 2º da Lei nº 9.478/1997, com redação dada pela Lei nº 10.848/2004. O último leilão desta categoria foi realizado em 2010 para a comercialização da energia elétrica gerada pela usina hidrelétrica de Belo Monte. Em 2014, ainda, haveria um Leilão Estruturante relativo para a UHE São Luiz do Tapajós, mas esse foi cancelado (EPE, 2014).

• Leilão de energia de reserva

A contratação da energia de reserva foi criada para elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), com energia proveniente de usinas especialmente contratadas para esta finalidade, seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes. Busca restaurar o equilíbrio entre as garantias físicas atribuídas às usinas geradoras e a garantia física total do sistema, sem que haja impacto nos contratos existentes e nos direitos das usinas geradoras. A contratação dessa energia tem por objetivo, ainda, reduzir os riscos de desequilíbrio entre a oferta e demanda de energia elétrica. Esses riscos decorrem, principalmente, de atrasos imprevisíveis de obras, ocorrência de hidrologias muito críticas e indisponibilidade de usinas geradoras.

A energia de reserva é contabilizada e liquidada no mercado de curto prazo operado pela CCEE. Sua contratação é viabilizada por meio desses leilões, conforme §3º do art. 3º e no art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, os quais foram regulados pelo Decreto nº 6.353/2008.

Esta espécie de “seguro” no suprimento de energia gerou o Encargo de Energia de Reserva (EER), destinado a cobrir os custos decorrentes da contratação dessa categoria de energia – incluindo os custos admi-

nistrativos, financeiros e tributários. Esses custos são rateados entre todos os usuários da energia de reserva. Estes são definidos pelo Decreto nº 337/2008: agentes de distribuição, consumidores livres, consumidores especiais, autoprodutores (na parcela da energia adquirida), agentes de geração com perfil de consumo e agentes de exportação participantes da CCEE.

• **Leilão de energia nova**

Tem como finalidade atender ao aumento de carga das distribuidoras. Neste caso são vendidas e contratadas energia de usinas que ainda serão construídas. Inicialmente, este leilão foi idealizado para apresentar os formatos: A -5 (usinas que entram em operação comercial em até cinco anos) e A -3 (em até três anos). Entretanto, recentemente, foram realizados leilões A -4 e A -6, operacionalizados de maneira análoga.

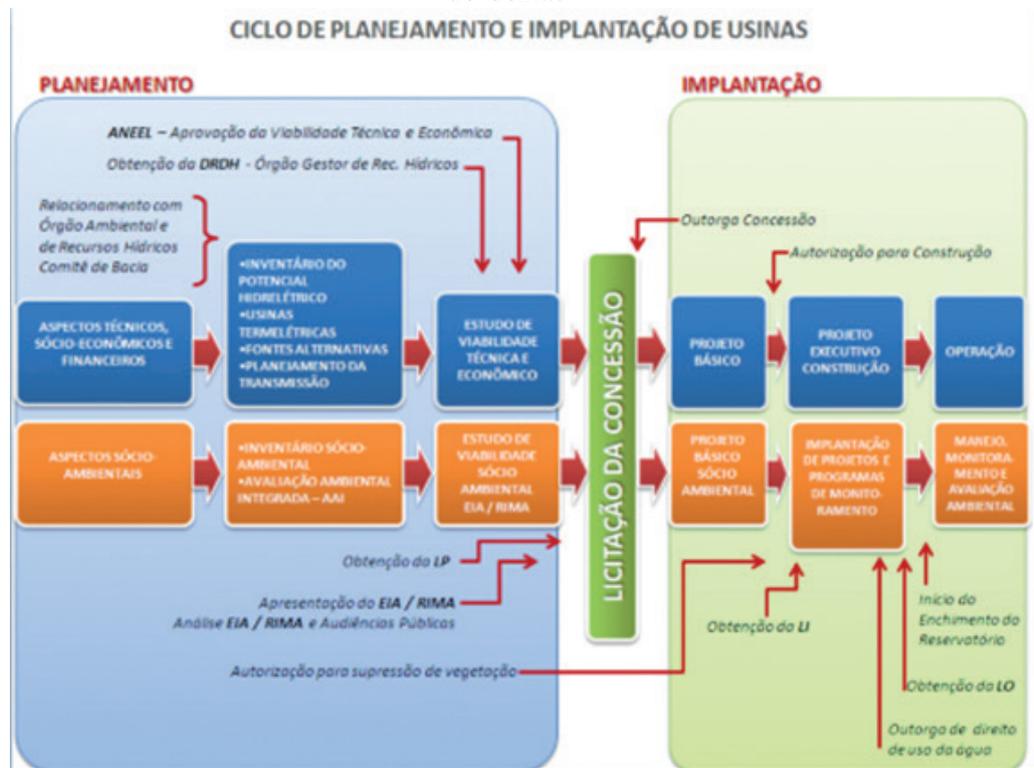
É a modalidade que atrai o empreendedor muitas vezes ainda não atuante nos leilões, uma vez que, em geral, ainda não iniciaram a etapa de construção. Tem-se na imagem a seguir as etapas relacionadas ao processo de planejamento e implantação das usinas.

Os leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração estão previstos nos parágrafos 5º ao 7º do art. 2º da Lei nº 10.848/2004, com redação alterada conforme art. 18 da Lei nº 11.943/ 2009, e nos arts. 19 a 23 do Decreto nº 5.163/2004.

Um exemplo de leilão é o de Energia Nova A-4, do dia 18 de dezembro de 2017 (ANEEL, 2018). Nele, usinas solares fotovoltaicas responderam por 574 megawatts em potência, cerca de 85% do total contratado. Foram seguidas pelas fontes eólica, com 64 MWs; biomassa, com 25 MW; e pequenas hidrelétricas, com 11,5 MW. O início do fornecimento está previsto para 1º de janeiro de 2021. Dois dias depois, foi a vez do Leilão A-6, que contratou 63 projetos de usinas eólica, hídrica, biomassa e gás, a serem entregues a partir de 2023.

Para o escopo deste projeto de pesquisa, que visa avaliar o papel dos leilões de energia na evolução da matriz energética brasileira, os Leilões de Energia Nova revestem-se de grande importância, pois é a classe que responde à expansão do parque de geração de eletricidade.

Figura 5 – Ciclo de Planejamento e Implantação de Usinas



Fonte: MME (2018)

• Leilões de ajuste

Visam a adequar a contratação de energia pelas distribuidoras, tratando eventuais desvios oriundos da diferença entre as previsões feitas pelas distribuidoras em leilões anteriores e o comportamento de seu mercado. É, em última análise, o recurso final do qual dispõe o Estado para regular eventuais discrepâncias entre o previsto e o que foi efetivamente demandado, de modo que o distribuidor não saia em desvantagem e o mercado continue a ser atrativo.

Como resultado, são firmados contratos de curta duração (de três meses a dois anos). Os leilões de ajuste estão previstos no artigo 26 do Decreto nº 5.163/2004. A Resolução Normativa ANEEL nº 411/2010 aprova o modelo de edital dos Leilões de Ajuste e delega a sua realização à CCEE.

Os leilões de energia apresentam-se como importantes instrumentos da política energética, pois estão atrelados a documentos de planejamento de longo prazo como o Plano Nacional de Energia (PNE 2030), o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e o Plano Nacional de Energia de 2050.

Estes documentos são elaborados pelo MME e pela EPE, com o objetivo de orientar o desenvolvimento eficaz do setor de energia. Evidentemente vários objetivos são considerados: segurança energética, custos gerais e aos adquirentes de energia (empresariais e residenciais) entre outros. Porém, considerando que o país se propôs a ações relativas ao incremento das fontes de geração renováveis diferentes da hídrica, esse objetivo deveria figurar entre aqueles discutidos nos planos em questão. Além disso, sendo a proteção ambiental um objetivo constitucional, o impacto das diferentes fontes e sua possível mitigação também deveria se integrar a esses objetivos.

2.2.5. Os Planos governamentais de energia elétrica

O modelo regulatório estabelecido pela Lei nº 10.848/2004 e pelo Decreto nº 5.184/2004, atribuiu competência à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para a execução de estudos de planejamento energéti-

co, em especial os planos setoriais de expansão energética. Há duas categorias de planos: o Plano de Expansão de Longo Prazo, que cobre horizonte de, no mínimo, 20 anos e o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), que cobre horizonte não inferior a 10 anos.

O Plano Nacional de Energia (PNE) 2030 é um importante instrumento para o planejamento de longo prazo no setor energético do país, orientando as tendências e as alternativas estratégicas de expansão desse setor, bem como subsidiando os planos de curto e de médio prazo, como é o caso do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE). Constitui-se de notas e estudos que visam fornecer informações pertinentes para uma melhor elaboração de políticas energéticas segundo uma perspectiva integrada dos recursos disponíveis.

De acordo com seu texto, "a evolução da matriz energética, no período de 2005/2030, apresenta uma ampliação na sua diversificação" (MME, 2007, p. 28), com uma redução significativa na participação de combustíveis fósseis (lenha, carvão vegetal e petróleo e seus derivados) e um aumento na participação do gás natural, das fontes energéticas oriundas de produtos da cana-de-açúcar e outras renováveis. As alternativas estratégicas de expansão, contudo, levam em consideração diversos aspectos, como a competitividade entre as fontes, a necessária diversificação da matriz energética, restrições socioambientais e racionalização do uso da energia (MME, 2007, p. 29). Apesar disso, não menciona especificamente nenhum efeito adverso ao meio ambiente.

Interessante notar que, entre as conclusões do PNE 2030, entende-se que "a hidreletricidade ainda se manterá predominante no período de 25 anos, 2005/2030", sendo que a maior parte do potencial de expansão dessa fonte encontra-se na Amazônia, "cuja viabilidade socioambiental deve considerar também os benefícios para os estados e as comunidades onde se situam estas usinas hidrelétricas" (MME, 2007, p. 31). Ainda que mencione os aspectos socioambientais, no entanto, o PNE 2030 entende que "a criação de novas unidades de conservação e áreas indígenas não está descartada, o que aumenta potencialmente os custos de transação associados a projetos de aproveitamento hidrelétrico"

(MME, 2007, p. 82) – sugerindo uma consideração desses aspectos tão-somente como dificuldades econômicas a construção de usinas hidrelétricas.

Por outro lado, defende que o não aproveitamento do potencial hidrelétrico do país em sua quase totalidade implicaria uma maior necessidade de se desenvolver o seu potencial termelétrico – ainda que exista a geração de energia elétrica a partir da biomassa como uma “opção competitiva, ambientalmente viável e [que] apresenta, para alguns combustíveis, diversidade sazonal dentro do ano, com a geração hidrelétrica” (MME, 2007, p. 32). Fala-se, também, na energia nuclear como uma fonte com “grande diferencial de não emitir gases causadores do efeito estufa” (MME, 2007, p. 31).

Por fim, no tocante a outras fontes alternativas de energia, as conclusões do PNE 2030 demonstram-se bastante sucintas, resumindo-as a falar que “a [sua] inclusão (...) foi considerada no horizonte do plano, com uma expansão fixada, no período 2015/2030, de 6,0 GW para a alternativa PCH, podendo alcançar 8 GW, no cenário alto de demanda, e de 3,3 GW para as usinas eólicas. Além disto, o documento apontou direcionamentos de recursos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) para estudos de desenvolvimento tecnológico neste tema, o que poderá acarretar, ainda neste horizonte estudado, a inclusão de novos montantes de energia oriundos de fontes alternativas que se tornem maduras e viáveis para competirem no mercado”.

O PNE 2030 não menciona a CND assumida pelo Brasil no âmbito internacional – tendo em vista que foi desenvolvida entre 2006 e 2007 e, portanto, antes da assinatura do Acordo de Paris. No entanto, a publicação de um plano mais atualizado (o PNE 2050) é esperada ainda em 2020.

E, de fato, uma versão preliminar do PNE 2050 foi encaminhada em 13 de julho de 2020 a consulta pública e, nesse ponto, informa que a CND brasileira é um importante desdobramento do PNE 2030, ante a indicação, naquela, de meta de redução em 2030 (MME, 2020 b). Além disso, inclui a CND brasileira entre as políticas em vigor para o setor de energia (MME, 2020 b)

Por fim, vale destacar que, de acordo com a própria versão preliminar do PNE 2050, este difere em

relação ao PNE 2030 quanto à “perspectiva de abundância de recursos energéticos frente à demanda estimada. Trata-se de um contexto completamente distinto do passado nacional caracterizado pela escassez de recursos energéticos, com eventos de grande restrição energética, como na crise hídrica de 1950, na crise do petróleo da década de 1970 ou no racionamento de energia elétrica em 2001” (MME, 2020 b).

Destaca-se que a hidreletricidade ainda é vista como “um elemento importante de ampliação de oferta de energia elétrica no sistema interligado nacional” (MME, 2020 b), sendo necessária para a baixa de emissões de gases de efeito estufa, ao passo que a “complexidade socioambiental para a expansão hidrelétrica” é um de seus principais desafios. Ao mesmo tempo, no tocante a outras fontes alternativas de energia, as conclusões do PNE 2050 demonstram-se mais elaboradas, com maiores recomendações para o aumento da participação da energia solar, eólica e da bioenergia na matriz energética nacional.

Quanto ao PDE, este é elaborado, anualmente, pela EPE a mando do MME, sendo o mais recente o PDE 2029, publicado em 11 de fevereiro de 2020. Este objetiva, primordialmente, indicar as perspectivas de expansão do setor de energia no horizonte de dez anos (MME, 2020 a). Soma-se a isso a análise das características das matrizes energética e elétrica, destaques do consumo final, da produção e comércio externo de energia, principais variáveis energéticas de oferta, transformação e consumo final do ano base, investimentos em infraestrutura, indicadores econômico-demográficos e destaques de infraestrutura, tais como expansão do parque instalado de geração elétrica, inventário e projetos hidrelétricos e instalações energéticas.

Por meio dessas análises, o PDE demonstra como o planejamento objetiva o desenvolvimento do sistema energético brasileiro. Logo, o PDE oferece apontamentos significativos para guiar as ações dos agentes no sentido de harmonizar as projeções de crescimento econômico do país e a expansão de oferta, garantindo o suprimento energético com adequados custos, em bases técnica e ambientalmente sustentável.

Logo em sua introdução, o PDE 2029 expressamente aduz levar em consideração as metas estabelecidas pelo Brasil na CND no que concerne a expansão das fontes alternativas de energia, de forma que “com relação às emissões de gases de efeito estufa, o PDE 2029 assume como uma de suas premissas socioambientais a compatibilização das emissões de gases de efeito estufa (GEE) associadas à expansão da produção e uso da energia com os compromissos internacionais assumidos pelo Brasil” (MME, 2020 a). Por outro lado, “vale destacar, entretanto, que a contribuição brasileira expressa em sua CND é um compromisso firme na redução de GEE, mas é flexível na forma do atendimento dessa meta, ou seja, se baseia em caminhos flexíveis para atingir seus objetivos. Assim, o sucesso na sua consecução poderá ocorrer com contribuições dos vários setores da economia, cabendo ao País adotar as medidas mais custo-efetivas. O cenário de expansão do PDE 2029, ao priorizar a expansão de fontes renováveis de energia mantém o Brasil no rumo da contribuição esperada do setor energético para a CND brasileira” (MME, 2020 a, pp. 13-14)¹⁵.

Em outro momento, o PDE 2029 destaca o não comprometimento específico com um dos setores, apontando que o governo “é livre para alocar seus esforços nas medidas mais custo-efetivas, podendo, portanto, atingir as metas por diferentes caminhos” (MME, 2020 a, p. 267).

Além disso, a respeito das emissões de gases de efeito estufa, o PDE 2029 defende que “diferentemente do que ocorre na maioria dos países, no Brasil o setor elétrico contribui pouco para o total de emissões de gases de efeito estufa” (MME, 2020 a, p. 267) e que “embora a meta expressa na CND brasileira para o ano 2025 seja para o conjunto da economia (não há meta setorial explícita), a comparação dos indicadores mencionados no anexo informativo da CND com os números da trajetória do PDE 2029 deixam evidente que o setor de energia vem buscando manter e possivelmente superar o caminho originalmente concebido para a mitigação de emissões proposta na CND” (MME, 2020 a, p. 268).

Para tanto, aponta como recursos disponíveis para a expansão da oferta, em especial, os modais de fontes sustentáveis de energia: eólico, solar e de biomassa. No entanto, não somente: o PDE 2029 aponta também o potencial hidráulico, falando que “ainda representa um elemento importante de ampliação de oferta de energia elétrica no SIN” e, apesar de reconhecer que “traz consigo uma série de desafios, principalmente de caráter ambiental”, fala também que “nesse panorama, não se pode deixar de lado o potencial proporcionado pelo desenvolvimento das usinas de pequeno porte (PCH e Centrais Geradoras Hidráulicas – CGH)” e por isso, foram incorporadas no rol das candidatas para expansão. Além disso, “em relação às UHE, foram consideradas candidatas para a expansão da oferta aquelas com estudo de viabilidade técnico-econômica (EVTE) em andamento, cujos prazos estimados de todas as etapas de desenvolvimento de projeto, de licenciamento ambiental, de licitação e construção permitissem sua inclusão no horizonte decenal” (MME, 2020 a, p. 56).

No tocante às fontes sustentáveis de energia:

- a opção eólica se mostra competitiva, em termos de preço de energia, em relação aos demais modais, sendo sinalizada como relevante para a expansão energética. Ressalta-se, porém, a necessidade de expansão de sua “potência complementar, devido à vocação limitada para o atendimento aos requisitos de potência e variabilidade de produção” (MME, 2020 a, p. 57).

- o modal solar apresenta uma dificuldade em se desenvolver expressivamente por competitividade econômica, contudo, tem se confirmado uma expectativa de baixa nos preços, esperando-se que, se confirmada uma baixa sustentável no horizonte de dez anos considerado, impulsione-se a sua expansão (MME, 2020 a, pp. 57-58).

- a bioeletricidade, associada majoritariamente ao bagaço de cana-de-açúcar, tem um potencial competitivo na geração de eletricidade, sendo considerado como mais um ativo do setor sucroenergético. O biogás, consumido em turbinas aeroderivativas ou em motores para geração elétrica, tem participação ainda modesta no ACR, mas com potencial para crescimento (MME, 2020, a, p. 58).

¹⁵ Tratando-se de uma análise que compara trechos do documento em análise, neste trecho a citação será feita incluindo-se número das páginas, opção não realizada no restante do trabalho.

Tabela 2 – Comparação de indicadores da CND e do PDE 2029

Indicadores	CND	PDE 2029
	Ano de referência 2025	
Matriz energética (participação das fontes renováveis)	45%	48%
Matriz energética (participação das fontes renováveis, sem hídrica).	32%	35%
Energia elétrica (participação de eólica, solar e biomassa, incluindo GD e autoprodução).	22%	25%

Fonte: Adaptado de MME (2020).

2.3. Evolução e cenário de desenvolvimento dos modais

2.3.1. Modal hidrelétrico

2.3.1.1. Evolução do modal hidrelétrico no Brasil

Sendo a base da geração elétrica brasileira o modal hidrelétrico, o desenvolvimento deste último confundeu-se com a própria evolução da expansão elétrica no país. Assim, sua análise será dividida em três períodos. O primeiro, característico da maior expansão da oferta, ainda sob regras de uso do espaço mais lenientes, vai do pós-segunda guerra aos anos 70. O segundo período, de 1980 a 2010 é influenciado por uma sequência de crises, que impactam o crescimento e provocam sucessivas mudanças no modelo regulatório do setor, que já foram discutidas no item 2.2. O terceiro período, de 2010 a 2018, último ano analisado nos termos do Balanço Energético Nacional (BEM) de 2019 (EPE, 2018) refere-se à fase de maior impulso estatal à construção de empreendimentos de infraestrutura, a qual beneficiou o setor hidroelétrico, ainda que não exclusivamente. Como visto na análise dos Planos, no item 2.2.5, a busca por diversificação e conscientização sobre os fortes impactos ambientais da manutenção da expansão da matriz hídrica são reconhecidos, sem que essa seja descartada.

• Do pós-guerra aos anos 70.

O período de 1950 a 1979 foi caracterizado pelos planos de nacionalização da produção e distribuição de energia elétrica advindos da era Getúlio Vargas e, pela estatização do setor, marcas do governo vigente. As políticas de planejamento regional do período constituíram um importante fator que orientou a implantação de grandes obras de infraestrutura em regiões ainda pouco habitadas como a Amazônia.

A construção de usinas hidrelétricas teve como justificativas um alto potencial hidrelétrico amplamente disponível no espaço, decorrente de grandes quantidades de rios de planalto, e um baixo grau de disciplina e rigor do uso e ocupação do espaço (MORETTO, 2012).

O complexo de Paulo Afonso, no rio São Francisco, foi a primeira grande usina hidrelétrica brasileira construída no período. Sua operação iniciou-se em 1955 com uma potência instalada de 4.113 MW, o que representou a utilização de cerca de 15% dos 26.319 MW potenciais disponíveis na bacia. Outras usinas hidrelétricas de menor porte foram implantadas a partir de então, e passaram a operar no território nacional. Localizavam-se, principalmente, na região sudeste, nas bacias do rio Grande, do rio Paraíba do Sul, do rio Pardo e do rio Paranapanema (MORETTO, 2012).

Nos anos 70, 80% da energia brasileira foi proveniente da hidroeletricidade, o aumento do uso de hidrelétricas foi determinante para a diminuição da utilização de carvão vegetal e lenha para a produção de energia e, também, para frear o aumento do consumo de combustíveis fósseis. Porém, isso não foi o bastante para eliminar a dependência sobre esses meios de produção energética, principalmente nos momentos de estiagem, que faziam com que a produção de energia pelas usinas hidrelétricas caísse, aumentando o uso de combustíveis como carvão vegetal e lenha.

Nesse sentido, a crise do petróleo em 1973 também pode ser compreendida como uma oportunidade complementar em prol da solução hidrelétrica, juntamente com o II Plano Nacional de Desenvolvimento, lançado em 1974 pelo governo Ernesto Geisel, que estabeleceu como prioridade a implantação, ao longo do ter-

ritório nacional, de grandes empreendimentos, tais como a hidrelétrica de Itaipú no rio Paraná, e de Sobradinho no rio São Francisco (MORETTO, 2012).

Foi fora da região Amazônica que, nesse período, houve a implantação da maior parte dos empreendimentos hidrelétricos, o que resultou em um aproveitamento de cerca de 26% (aproximadamente 33 mil MW) do potencial hidrelétrico disponível em regiões não amazônicas. Neste contexto, destaque para as hidrelétricas Luís Carlos Barreto de Carvalho (conhecida como Estreito), que possuía capacidade para 1050 MW com início da operação em 1969, de Furnas, com capacidade para 1216 MW e início da operação em 1963, de Marimbondo, que possuía capacidade para 1440 MW e início da operação em 1977, sendo todas as três no rio Grande. Além dessas, foi construída a da Ilha Solteira, no rio Paraná que possuía capacidade para 1722 MW, cujo início da operação foi em 1978, de Itumbiara, no rio Paranaíba com capacidade para 1140 MW e início da operação em 1981, de Salto Osório, no rio Iguaçu com capacidade para 1078 MW e início da operação em 1975, de Foz do Areia, também no rio Iguaçu, com potencial para 1676 MW e início da operação em 1980, de Água Vermelha, no rio Grande, contabilizando 1393 MW e início da operação em 1979, de Salto Santiago, no rio Iguaçu, com capacidade para 1420 MW e início da operação em 1980, de Sobradinho, no rio São Francisco, que possuía capacidade para 1050 MW e início da operação em 1982, de Itaipu, no rio Paraná, com capacidade para 6300 MW no lado brasileiro, operando em 1982 (MORETTO, 2012).

Foram instalados cerca de cinquenta e sete empreendimentos hidrelétricos no período, somando um total de 26 mil MW, dos quais apenas as hidrelétricas de Coaracy Nunes (40 MW inaugurada em 1975) e de Curuaúna (30 MW inaugurada em 1977) foram instaladas na região Amazônica. Além disso, decidiu-se pela implantação de 18 hidrelétricas com potência instalada individual superior a 1000 MW, totalizando cerca de 30,6 mil MW. Foram implantadas ou planejadas vinte e oito usinas hidrelétricas no período, entre 100 e 1000 MW, somando-se cerca de 9 mil MW. E, ainda doze hidrelétricas de menor porte somaram cerca de 1000 MW (MORETTO, 2012).

Os empreendimentos afetaram as populações, gerando um contexto de conflitos e de reivindicações. Somando-se isso à pressão de credores, os organismos internacionais de cooperação, como o Banco Mundial, passaram a colocar como condição a adoção de instrumentos de planejamento e gestão ambiental para que fossem concedidas e mantidas linhas de financiamento para infraestrutura em países subdesenvolvidos (SANCHEZ, 2006). Esse contexto motivou, no Brasil, a elaboração dos primeiros Estudos de Impacto Ambiental na década de 1970, para os casos das hidrelétricas de Sobradinho e de Tucuruí (em fase de instalação).

Em suma, esse primeiro período de análise (de 1950 a 1979) caracteriza-se pelo menor grau de disciplinamento do uso do espaço e pela exploração de grande potencial hidrelétrico disponível em regiões não-Amazônicas.

• Período de 1980 a 2010

Após a crise do petróleo, no início dos anos 80, praticamente todas as concessionárias de geração deixaram de investir na ampliação dos parques geradores devido à não atualização da base tarifária pelo governo federal (em função da inflação significativa) e devido ao agravamento da crise econômica interna e internacional, segundo a ANEEL (2011). Esses fatores acarretaram um vazio de planejamento espacial de usinas hidrelétricas no período e, como consequência, de 1980 a 1999 foram instaladas apenas 28 usinas hidrelétricas.

Além das usinas hidrelétricas de Balbina e Tucuruí (cuja instalação foi iniciada no período anterior), foram instaladas, na região Amazônica, as hidrelétricas Samuel (216 MW), Corumbá I (1988) e Serra da Mesa (1975). Ocorreu ainda o planejamento do complexo hidrelétrico do rio Xingu no Pará, destacando-se a hidrelétrica de Kararaô, atual Belo Monte, que não foi construída naquele período.

Neste período aumentou-se progressivamente o disciplinamento do uso do espaço em função da regulamentação dos instrumentos de política ambiental. Este fato pode ter contribuído, ao lado da recessão econômica, para que os tomadores de decisão adotassem soluções mais conservadoras para o provimento de energia

hidrelétrica, com a maior parte das usinas hidrelétricas sendo de baixo e médio potencial hidrelétrico instalado. Com isso, foram implantadas ou planejadas apenas sete hidrelétricas com potência instalada individual superior a 1000 MW, totalizando cerca de 9,9 mil MW (desconsiderando-se as hidrelétricas de Tucuruí e Itaipu, consideradas no período anterior). Na classe de tamanho de 100 a 1000 MW, foram implantadas ou planejadas 12 usinas hidrelétricas somando cerca de 4,4 mil MW de potência instalada (desconsiderando-se a hidrelétrica de Balbina, considerada no período anterior). E para a classe de tamanho acima de 30 MW e abaixo de 100 MW foram planejados e implantadas apenas 6 hidrelétricas, que somaram cerca de 0,3 mil MW (MORETTO et al, 2012).

Um quadro de estabilidade econômica e de retomada de investimento na produção industrial passou a ser experimentado pelo Brasil na segunda metade da década de 1990, acarretando o aumento da demanda energética, a qual não pode ser atendida prontamente a partir do baixo potencial hidrelétrico instalado no período.

A falta de avanços na expansão da matriz hidrelétrica brasileira, nos anos 90 e 2000, decorreu dos fatores discutidos no item 2.2.1. Em paralelo a eles, controvérsias sociais, antes não muito debatidas, sobre as populações afetadas pelos alagamentos causados pela usina hidrelétrica tornaram-se mais relevantes. Vale destacar o ganho de força que teve o Movimento dos Atingidos por Barragens (MAB), que teve seu surgimento com a mobilização de agricultores familiares em relação à problemática da instalação de hidrelétricas, no vale do Rio Uruguai, localizado entre os estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina. O início do movimento deu-se no contexto da redemocratização, a partir do final da década de 1970, mas de fato, o Movimento dos Atingidos por Barragens (MAB), como movimento nacional, surge apenas em 1991 por ocasião do I Congresso Nacional de Atingidos por Barragens. Em 2003, o MAB havia entregue ao Ministério de Minas e Energia uma pauta de reivindicações compreendendo duas dimensões de abrangência: uma em prol da solução dos problemas sociais deixados pelas barragens já construídas, como a necessidade de fornecimento de alimentação às famílias passando fome, porque foram removidas de suas terras, sua principal

fonte de renda; outra, sugerindo mudanças estruturais do modelo energético brasileiro (SCHERER-WARREN, et al.).

Com relação ao período anterior, houve um menor número de usinas hidrelétricas implantadas e um menor potencial instalado total. Todavia, houve uma retomada da implantação de usinas hidrelétricas na região Amazônica, com um incremento em número e em potência total instalada em relação aos períodos anteriores. Foram, ao todo, trinta e um empreendimentos hidrelétricos instalados no período, sendo dez delas localizadas em bacias hidrográficas da região Amazônica. Tal reorientação geográfica do planejamento hidrelétrico para aquela região pode ser justificada pela escassez de potencial hidrelétrico em grande parte das bacias hidrográficas das regiões Sul, Sudeste e Nordeste (ANEEL, 2008).

Foram apenas quatro as usinas de grande porte (potência instalada igual ou acima de 1000 MW) implantadas no período, totalizando cerca de 3,5 GW potência instalada. Das trinta e uma usinas hidrelétricas instaladas, vinte e quatro são de porte intermediário (entre 100 MW e 1000 MW de potência instalada), totalizando cerca de 8,2 GW. Abaixo de 100 MW, foram instaladas apenas três usinas com um total de 0,2 GW.

De 2003 a 2008 a produção de eletricidade aumentou 23,2%, sendo que mais de 56% do acréscimo foi produzido por hidrelétricas. Em 2007, hidroelétricas representavam 85,2% do total de produção de energia, incluindo 7,9% importada da parcela paraguaia da Usina de Itaipu. Neste sentido, percebe-se que o papel que a energia hidrelétrica possui no Brasil é consideravelmente maior do que a média mundial, que é de 16%.

• Período de 2011 a 2018

Neste período, as duas versões do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) elaborados durante a década de 2000 mostram a orientação política do Governo Federal, favorável à construção de grandes hidrelétricas. Esta iniciativa federal teve início no ano de 2007 e era dela que vinha grande parte dos recursos públicos, estimados pelo Ministério de Minas e Energia em R\$ 352 bilhões (contando com a participação privada) no período de 2008 a 2017. Para a área hidrelétrica,

eram previstos cerca de R\$ 83 bilhões, caracterizando aproximadamente 23,6% do valor total. Já em 2011, o percentual de participação das Hidrelétricas caiu para 72,5%, com a contribuição de outras fontes

Sendo o hidroelétrico o modal de maior participação na geração brasileira, sua estrutura regulatória repousa sobre uma complexa disciplina jurídica relativa às concessões, suas prorrogações e composições de tarifas. Pode-se brevemente referir aqui ao fato de que a utilização de recursos hídricos para a geração elétrica depende de outorga de direito de uso e enseja cobrança, nos termos da lei que estabelece a política Nacional de Recursos Hídricos, Lei 9433/1997, bem como enseja compensação financeira aos Estados, Distrito Federal, Municípios e órgãos da Administração Direta da União, pela utilização dos recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, nos termos do artigo 20, parágrafo 1º, da Constituição Federal e da Lei 7.990/1989.

2.3.1.2. Cenário atual do modal hidrelétrico

De acordo com o Relatório Matrizes Elétricas Estaduais, do Ministério das Minas e Energia, edição de 23 de novembro de 2016, a geração de energia elétrica no país foi de 581.486 GWh no ano de 2015, sendo 62% proveniente da geração de energia hídrica. (MME, 2016). No Balanço Energético Nacional (BEN) de 2018 (EPE, 2019), a participação desse modal é de 66,6%, incluindo a importação de eletricidade. Sem importação, a participação da geração hidrelétrica nacional foi menor que a de 2015, com participação de 60,4% da capacidade instalada de geração no País.

Em 2018, a capacidade total instalada de geração de energia elétrica do Brasil (centrais de serviço público e autoprodutoras) alcançou 162.840 MW, acréscimo de 3,6% em comparação com 2017 (EPE, 2019).

Colocando em perspectiva, em dezembro de 2005, de um total de capacidade de produção de 100.516 MW, as hidrelétricas eram responsáveis por 752.31 MW, perfazendo 75% da capacidade instalada no país, além das PCHs, que representavam 1330 MW (1,3%) (EPE, et al., 2006). Porém a partir do ano de 2010,

com os incentivos a outros modais de energia elétrica, a produção energética continuou a aumentar, porém a porcentagem de participação caiu de 74 % (EPE, et al., 2010) em 2010, para 67,5% no ano de 2015. Dos dados analisados acima, pode arguir que o Brasil passa por um processo de diversificação de sua matriz energética, migrando da predominância absoluta da hidroeletricidade para outras fontes geradoras de energia.

O PDE 2029 nos mostra que, até maio de 2019, da capacidade total instalada no Sistema Integrado Nacional (SIN) era de 163.642 MW de energia elétrica¹⁶; as usinas hidrelétricas são responsáveis por 97.630 MW (60%), além das PCHs, que representam 6.309 MW (4%) (EPE, 2020).

Existe, por outro lado, uma expectativa de re-potenciação (modernização das instalações produtoras de energia) das usinas hidrelétricas brasileiras construídas há pelo menos 25 anos, o que pode levar a ganhos de capacidade de até 12% sem a construção de novas UHEs, segundo o PDE 2029 (EPE, 2020).

2.3.1.2.1. Divisão regional de geração de energia hidrelétrica

Quanto à participação da geração de origem hídrica nas regiões brasileiras, em 2018, três anos depois de firmado o Acordo de Paris, a classificação foi a seguinte:

Tabela 3 - Divisão da geração de energia hidrelétrica por região brasileira em 2018

Região	Geração total de energia	% de energia gerada por origem hídrica
Norte	112.593 GWh	90,4 %
Nordeste	96.389 GWh	18,78 %
Sudeste	171.702 GWh	48,1 %
Sul	146.835 GWh	85,7 %
Centro Oeste	73.878 GWh	82,06 %

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do BEN 2019 (Ano-base 2018)

¹⁶ P.66.

As tabelas do Balanço Energético Nacional (BEN), disponibilizadas pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e produzidos pela Empresa de Planejamento Energético, consideram a geração elétrica total, bem como a geração de eletricidade por fonte. Os dados de 2018, de geração de eletricidade por fonte, mostram que, de um total de 601.396 GWh de geração elétrica, a fonte hídrica se refere a 388.971 GWh. Destes, ao se considerar apenas a fonte hídrica, a divisão regional é a seguinte. Região Norte, 101.796 GWh; Região Nordeste, 18.101; Região Sudeste 82.529; Região Sul 125.918; Região Centro Oeste, 60.627 (EPE, 2019).

Essa distribuição é influenciada por fatores como a viabilidade geográfica, infraestrutura de produção e distribuição, necessidade de desenvolvimento da região (como ocorre no Norte), integração regional e interesse de agentes privados como foi explanado no item 2.3.1.1, acima.

Assim, os potenciais de geração que foram mais aproveitados, foram os das Regiões Sudeste e Sul, onde há o maior consumo, de modo a se evitar a necessidade de construção de extensas linhas de transmissão¹⁷.

No Norte, por exemplo, a instalação de hidrelétricas ocorreu de maneira extensiva sobre a justificativa de necessidade de suprir os desequilíbrios regionais e desenvolver a região, rompendo também seu isolamento (CARVALHO, 2010). O autor empreende uma crítica ao governo federal quanto à sua atuação na região, afirmando que no que diz respeito à atuação do Estado como provedor de serviços sociais, este se omite, mas da mesma forma não ocorre quando se trata de defender interesses de poderosos grupos econômicos. Assim, alega que, embora exista contestação por parte de povos indígenas, ribeirinhos, remanescentes de quilombos e outros setores da sociedade civil afetados, o governo viabiliza a execução de grandes projetos de infraestrutura na região, como as hidrelétricas. Importante destacar, como faz Carvalho, que a construção de hidrelétricas na Amazônia acarreta o desmantelamento de comunidades inteiras a partir do deslocamento compulsório de seus componentes, além da proliferação de doenças e desaparecimento de espécies nativas, levando em conta,

ainda, que muitas vezes não são cumpridos pelos responsáveis pelas obras, os acordos que estes fizeram com o governo local.

Dessa forma é possível observar que, a despeito da extensa exploração dos recursos hídricos no Norte, graves consequências ambientais e sociais surgiram como resultado de instalações que se deram sem a observação de parâmetros regulatórios adequados às necessidades e especificidades da região.

2.3.1.3. Perspectivas e barreiras para a evolução do modal hidrelétrico

Conforme já apontado, a CND brasileira propôs o aumento da participação das energias renováveis (além da energia hídrica) no fornecimento de energia elétrica. Em paralelo e de forma coerente à CND a participação desse modal na matriz de produção de energia elétrica no país caiu dentre os anos de 2010 e 2018, conforme analisado no item 2.3.1.2. De todo modo, a existência de um enorme parque instalado de geração hídrica, sobretudo com a entrada em operação de novos empreendimentos em anos recentes, manterá sua proeminência na matriz brasileira. Conforme já mencionado, mesmo a expansão da fonte hidrelétrica para ampliação da oferta é considerada pelos planos setoriais, ainda que reconhecendo as limitações dessa expansão, sobretudo em decorrência de fatores ambientais.

Os debates sobre as fontes hidrelétricas no Brasil, que se manifestam nos planos setoriais e se manifestaram nas entrevistas com especialistas do setor, refletem a ideia da energia hidroelétrica como uma energia limpa, que não causa emissões de gases de efeito estufa, sendo sua alta participação na matriz fator que coloca o Brasil numa posição vantajosa com relação aos outros países nesse quesito. Apontam, ainda, a “vocaçãõ hidrelétrica” do Brasil, pelas suas dimensões continentais e grande potencial de fonte hídrica. De acordo com um dos entrevistados, o potencial hidroelétrico nacional é de aproximadamente 250 mil MW, sendo que aproveitamos dele cerca de 1/3, a maior parte da qual nas Regiões Sul e Sudeste, devido à proximidade com os centros de consumo. No entanto, há predominância de água no Norte

¹⁷ Entrevistado 6.

e maior consumo no Sudeste/Sul¹⁸. Esse fator acarreta tanto um aumento dos custos para a transmissão, quanto os problemas de impacto socioambientais referidos no item acima e, entretanto, ainda embasa as opiniões a favor da expansão da fonte.

Sendo a questão central desta pesquisa a ampliação das fontes de energia renovável diferentes da energia hidroelétrica, tal como estabelecido na CND brasileira, o maior problema apontado é a sua intermitência, sobretudo a eólica e a fotovoltaica, razão pela qual a fonte termoelétrica cresceu desde o apagão de 2001¹⁹, ainda que fontes alternativas, como as eólicas também tenham crescido. O espaço dessa última e da fotovoltaica, apesar do crescimento recente, ainda não se compara ao das termoelétricas. Aponta-se que uma expansão mais significativa das fontes alternativas será viável à medida em que a pesquisa e utilização das baterias se desenvolver²⁰.

A presente pesquisa, que analisou as discussões a respeito dos diferentes modais, percebeu uma certa variação na confiança quanto ao potencial de crescimento das fontes alternativas que, como esperado, é maior dentre aqueles que atuam como profissionais ligados a elas e dentre especialistas ou pesquisadores ligados à questão ambiental e menor por parte dos que atuam nos setores ligados às fontes tradicionais, como as hidroelétricas e termoelétricas.

Estando a resposta relativa ao limite possível de expansão das fontes renováveis alternativas às hídricas fora do escopo deste trabalho, vale apontar que o maior entrave à expansão do modal hidrelétrico tem sido seus impactos socioambientais, percepção que se consolida ao longo das edições dos planos setoriais.

Finalmente, um outro ângulo para se observar a questão refere-se à eficiência energética, tema também referido na CND brasileira, porém fora do objeto desta pesquisa. Sua referência breve, porém, faz sentido na discussão sobre o principal modal da matriz brasileira. Seu modelo baseia-se numa perspectiva ofertista. Dessa forma, conforme aponta Carvalho, se adota como priori-

dade atender a demanda crescente de energia, sem que haja por parte do Estado questionamentos a respeito da eficiência energética. Assim, embora existam alternativas mais viáveis que poderiam resultar na maior oferta de energia em menor período temporal e a preços mais adequados, estas são negligenciadas em prol da construção de novas barragens pelo país (CARVALHO, 2010).

2.3.2. Modal termoelétrico

2.3.2.1. Evolução do modal termelétrico no Brasil

Inicialmente, cabe esclarecer que o modal termelétrico se baseia na combustão de combustíveis fósseis ou renováveis, ou ainda na fissão nuclear. A queima gera um líquido de trabalho, ou vapor, que movimenta turbinas ligadas a um gerador. Converte-se assim a energia térmica em mecânica e, finalmente, em elétrica (TOLMASQUIM, 2016a).

Dada a variedade de possibilidades envolvidas nesse processo, as centrais termelétricas podem ser classificadas segundo diferentes critérios, como, por exemplo produto principal e tipo de combustível. Quanto ao produto principal, as térmicas podem produzir exclusivamente eletricidade ou, simultaneamente, eletricidade e calor (cogeração). Quanto ao tipo de combustível, as termelétricas podem utilizar diversos, de origem renovável ou não renovável, tais como carvão, óleo combustível, diesel, gás natural, urânio e biomassa, entre outros (TOLMASQUIM, 2016a). Embora a fissão nuclear gere energia por processo termelétrico, não o faz por combustão. Devido às peculiaridades da atividade nuclear e de sua disciplina jurídica, esse modal será analisado em item próprio. Este item tratará da produção termoelétrica por carvão, petróleo, gás natural e biomassa.

A principais fontes de geração termelétrica no mundo e também no Brasil são não-renováveis: o carvão mineral, os derivados do petróleo e o gás natural. No entanto, o uso de fontes renováveis, em que se destaca a biomassa, vem se difundindo e foi incentivado no Brasil, conforme analisado no Capítulo 2.

O carvão mineral representa um dos pilares da Primeira Revolução Industrial do século XVIII, na medida

¹⁸ Entrevistado 6

¹⁹ Entrevistado 6.

²⁰ Entrevistado 6.

em que foi fonte de energia imprescindível para a geração de vapor que dava movimento às máquinas. No tocante à geração de energia elétrica, o carvão mineral começa a ser utilizado em meados do século XIX e ganha espaço em vários países do mundo. Este cenário começa a mudar com a ascensão do petróleo e gás natural, sendo, porém afetado pela crise do petróleo na década de 70 (GOMES *et al.*, 1998).

No Brasil, o carvão mineral não ocupa posição de destaque na matriz de energia elétrica, sendo responsável por, aproximadamente, 3,7% (EPE, 2019). As usinas termelétricas que utilizam o minério estão localizadas na região Sul do Brasil, área responsável por grande parte da extração do carvão.

A geração de energia elétrica a partir do petróleo vêm sendo decrescente desde os anos 1970, com exceção de alguns países. No período de 1960 a 1973, seu uso chegou a 26% da geração de eletricidade no mundo, contudo, com a crise do petróleo na década de 70, houve uma substituição pelo carvão (predominante em fase anterior ao petróleo) e pelo gás natural. Na década de 90, a participação relativa do petróleo na geração de eletricidade passou a ocupar 10% do total.

A geração térmica derivado de petróleo é pouco expressiva no Brasil, vez que a fonte hídrica é, historicamente, a principal geradora de energia brasileira. Contudo, em locais onde o sistema interligado não alcança, a geração térmica é capaz de cobrir o suprimento, desempenhando papel fundamental no desenvolvimento desses pequenos municípios e comunidades.

Em 2014, os derivados de petróleo representavam 6% da matriz elétrica no país. A tendência no longo prazo é deslocar o consumo de derivados de petróleo na indústria e nas residências para o gás natural.

Quanto ao gás natural, sua aplicação na geração de energia elétrica se tornou mais ampla apenas nos últimos 35 anos. Por muito tempo, obstáculos tecnológicos (como o baixo rendimento térmico das turbinas e os custos de capital relativamente altos) restringiram o crescimento dessa fonte.

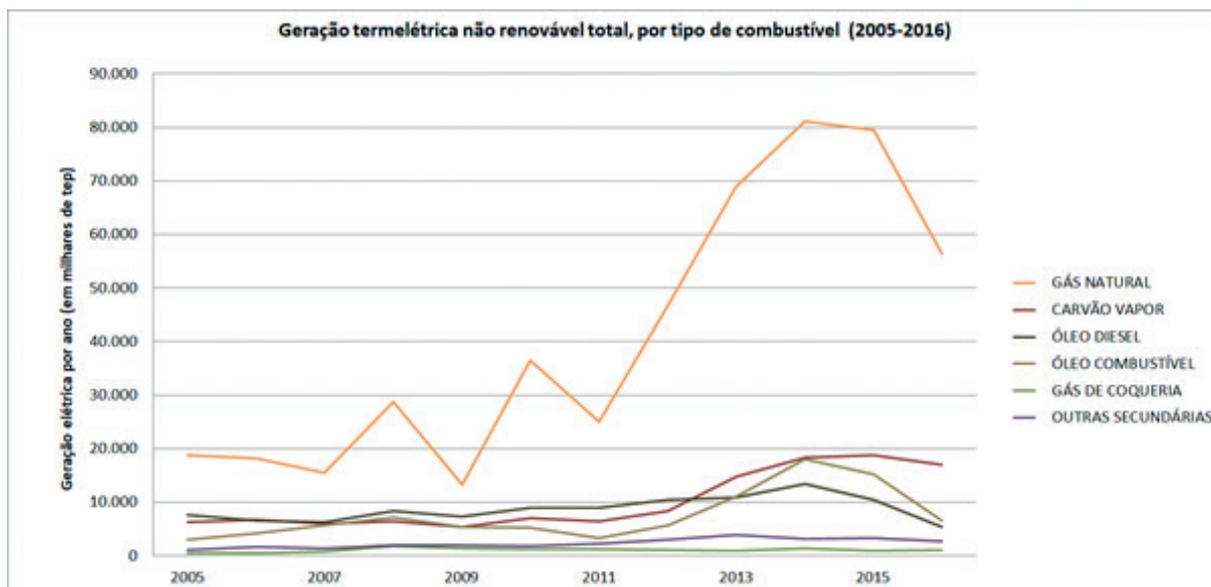
Um dos principais entraves a seu desempenho é a perda de energia nos gases de exaustão nas turbinas

a gás que operam em ciclo simples. Para a recuperação dessa energia, há o advento do ciclo combinado, por meio da geração de vapor e da produção de potência adicional, combinando os ciclos de turbinas a gás com turbinas a vapor.

No Brasil, o gás natural se tornou uma alternativa importante para a expansão da capacidade de geração de energia elétrica a partir dos anos 90, com o esgotamento dos melhores potenciais de geração de energia hídrica, com o aumento da necessidade de energia no país e com a construção do gasoduto Bolívia-Brasil. Surgiram então projetos baseados no gás natural, que apresentava as vantagens de baixo custo de investimento, construção e acionamento rápidos, inicialmente em ciclo simples. A partir do ano 2000, o governo passou a incentivar as usinas de ciclo combinado a gás natural, mais eficientes, como a principal tecnologia e tipo de combustível para implantação de forma emergencial (TOLMASQUIM, 2016a). Em janeiro de 2002, havia 32 centrais termelétricas a gás natural em operação no Brasil. De 2005 a 2015, a produção nacional cresceu uma média de 6,8% ao ano. Desde 2012, o gás natural corresponde à segunda fonte na matriz elétrica brasileira e desde 2013 responde por mais de 10% da geração elétrica nacional.

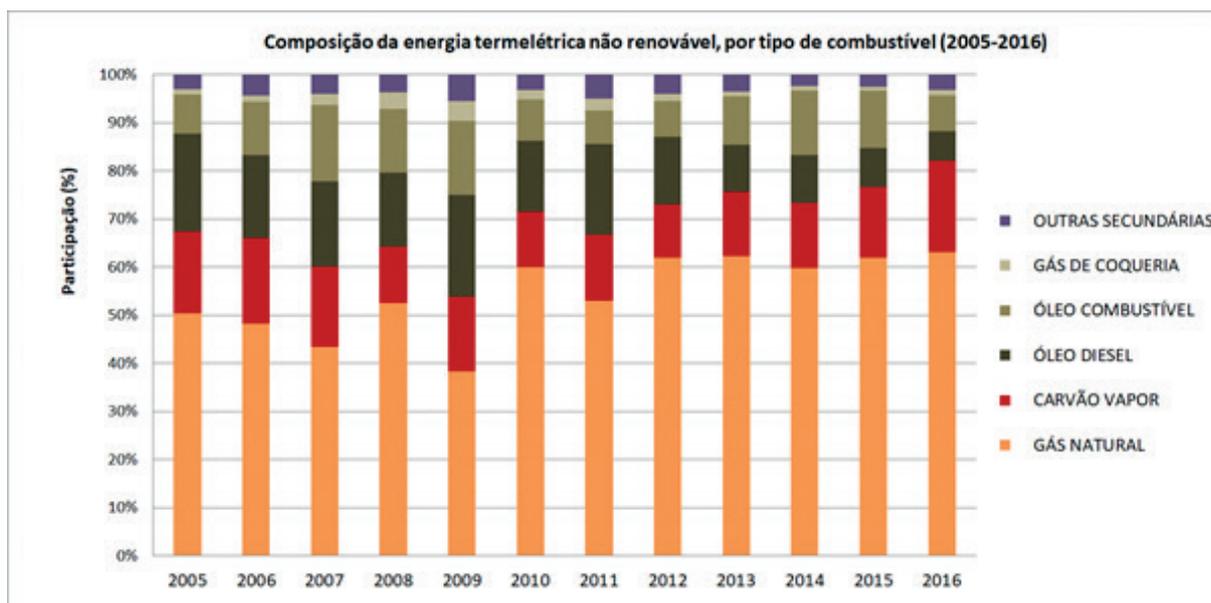
A partir do meio dos anos 2000, assim, o crescimento do uso do gás natural se consolida em comparação com as demais fontes de energia termoelétrica, como se verifica nos gráficos abaixo, elaborados com base em informações compiladas do Balanço Energético Nacional (BEN) (EPE, 2017).

Figura 6 - Geração termelétrica não renovável, por combustível (2005-2016)



Fonte: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Balanço Energético Nacional: Séries Históricas Completas (2015b). Elaboração própria.

Figura 7 - Geração termelétrica não renovável, por combustível (2005-2016)



Fonte: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Balanço Energético Nacional: Séries Históricas Completas (2015b). Elaboração própria.

As fontes renováveis de energia termoelétrica, por sua vez, referem-se à biomassa. Definida como “todo recurso renovável oriundo de matéria orgânica (de origem animal ou vegetal) que pode ser utilizada na produção de energia” (ANEEL, 2005). O PNE 2030 aponta as fontes energéticas de biomassa cujas culturas apresentem representatividade na produção agrícola ou capacidade no país, dividindo-as em três grupos principais: a florestal, a agrícola e a de rejeitos urbanos. No grupo

florestal se concentram as biomassas provenientes dos recursos florestais, incluindo basicamente lenha, proveniente principalmente de eucalipto e pinus. Atualmente se disseminaram as florestas plantadas, que consistem na plantação de árvores para estoque florestal.

Essas categorias incluem as fontes relevantes para geração de energia, de modo geral. Este trabalho, no entanto, volta-se àquelas mais especificamente vocacio-

nadas para a geração de energia elétrica. Para tanto, baseia-se no Balanço Energético Nacional (BEN). O BEN 2019, ao descrever a Oferta Interna de Energia Elétrica (OIEE) aponta quais fontes contribuíram na geração de energia elétrica a partir da biomassa. As fontes mais relevantes são: bagaço da cana-de-açúcar (76,86%), Lixívia/Licor Negro (17,28%) e Resíduos de Madeira (3,2%). Diante da predominância dos subprodutos da cana-de-açúcar: o bagaço e a palha de cana-de-açúcar, a análise aqui realizada se limita a eles.

A grande participação dessa fonte decorre da importante produção de etanol no país, tendo em vista que a produção de energia elétrica da biomassa no país é feita predominantemente por processo de cogeração, no qual se produz tanto a energia elétrica quanto a térmica. A significativa produção do etanol, por sua vez, é resultado de décadas de acúmulo de estudos e políticas para o desenvolvimento do cultivo e aproveitamento energético desse produto, do qual se destaca o Programa Nacional do Álcool (Proálcool), iniciado em 1975 e responsável pelo impulso no setor sucroalcooleiro, proporcionando o estabelecimento do mercado de etanol, no qual se desencadeou um processo de diversificação e de aprendizado de capacitações técnico-produtivas nos mais variados ramos da cadeia. (VEIGA FILHO E RAMOS, 2006)

Além disso, o período de safra da cana-de-açúcar coincide com o período de estiagem nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, onde se concentra grande parte da potência de energia hidrelétrica do país (ANEEL, 2008), o que propicia sua complementaridade na matriz de geração elétrica.

A partir do ano 2000, as mudanças regulatórias relacionadas à privatização do setor de energia elétrica e ao incentivo à diversificação, discutidas no item 2.2 do capítulo 2, deram um impulso à geração hidrelétrica por biomassa. Foi significativa a criação da figura do Produtor Independente de Energia (PIE), que permitiu às usinas produtoras de etanol comercializarem a energia produzida em cogeração excedente. Nesse sentido, a biomassa foi incluída no PROINFA.

Maurício Tolmasquim relata que, em 2016, 517 empreendimentos termelétricos a biomassa estavam em

operação no País, somando uma potência instalada de quase 14 GW, sendo 394 delas movidas por biomassa da cana com uma potência de aproximadamente 11 GW. A maioria dos empreendimentos se encontravam cadastrados como PIE (TOLMASQUIM, 2016 b).

A partir de 2004, quando se instituiu o modelo de leilões para a comercialização de energia entre geradoras e distribuidoras, a energia proveniente da biomassa pode participar dos leilões de fontes alternativas, assim como em leilões de energia nova e de leilão de energia reserva. Nesse sentido, um empreendimento termelétrico movido a bagaço de cana comercializou energia em leilão de energia nova já em 2005 (TOLMASQUIM, 2016b)

2.3.2.2. Cenário atual do modal termelétrico

Segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2019 (ano-base 2018), o modal termelétrico detém 22,7% da geração energética brasileira, sendo 8,6% a gás natural, 3,7% a carvão, 1,9% a petróleo e 8,5% a biomassa.

O sistema elétrico brasileiro é interligado em sua quase totalidade, sendo exceções apenas os sistemas isolados. Desse modo, há uma coordenação, pelo Operador Nacional, no sentido de despachar maior volume de energia termoeletrica em períodos de condições hidrológicas desfavoráveis e, por outro lado, reduzir a produção termelétrica e o consumo de combustíveis, quando existe superávit hidrelétrico no sistema. Essa função de complementaridade também é apontada quanto à intermitência das renováveis alternativas, que dependem de vento e sol (TOLMASQUIM, 2016). A importância da complementaridade das fontes, diante da necessidade de produção de energia o *tempo inteiro*, também foi destacada pela entrevistada 8.

Essa relação de complementaridade, por sua vez, coloca o dilema relacionado aos impactos da construção de novas hidrelétricas que, *como Belo Monte, mostram como o modal pode ser impactante, sem necessariamente oferecer a base que o sistema elétrico precisa*²¹

²¹ Entrevistada 8

A importância do gás natural na matriz energética decorre, portanto, dessa capacidade de garantir estabilidade e segurança no suprimento de energia, além de possuir certa flexibilidade locacional e de demandar uma área de instalação relativamente pequena. Por outro lado, ao emitir substancialmente menos CO₂ que os demais combustíveis não renováveis, sobretudo quando em usinas de ciclo combinado (TOLMASQUIM, 2016). Daí seu crescimento na matriz de geração elétrica brasileira desde os anos 2000, como descrito no subitem acima e a tendência de redução da energia termoelétrica gerada por outros combustíveis.

A maior parte das reservas provadas brasileiras de gás natural está localizada no mar e é predominantemente associada ao petróleo. Sendo assim, o gás natural pode ser utilizado para geração de energia na própria plataforma, reinjetado no reservatório ou transferido para uma unidade de processamento de gás natural de onde, após processado é enviado para centros consumidores. Quando o gás associado ao petróleo não tem nenhuma dessas três destinações, acaba sendo queimado. (TOLMASQUIM, 2016a). Por essa razão, a potencial expansão do pré-sal no país é apontada como um fato para a expansão de sua utilização pois, do contrário, o gás associado a essa exploração petrolífera, acabará sendo queimado.

No tocante à tratamento legal, a Lei nº 11.909/2009 disciplina as atividades relativas ao transporte de gás natural, além das atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Embora discipline concessões e autorizações nas etapas da cadeia de produção e transporte, a Petrobrás ainda mantém uma situação prática de monopólio no setor, como referido pelas entrevistadas 8 e 4. Uma mudança regulatória que favoreça o investimento de outros atores privados no mercado de gás natural é defendida por especialistas como necessária para o desenvolvimento do setor e ampliação do uso do combustível²².

Nesse sentido, foi referida pela entrevistada 4 a iniciativa lançada pelo Ministério das Minas e Energia (MME), denominada “Gás para Crescer”, onde se ouviu

agentes de mercado para saber onde estão os principais gargalos e propor medidas para resolver os obstáculos existentes ao amplo uso de gás natural no Brasil. O resultado dos debates subsidiou projeto de lei enviado ao Congresso Nacional. Essa discussão, porém, não se refere apenas à participação do gás natural na geração elétrica, mas também em seu uso industrial.

Quanto a aspectos mais específicos à produção de energia elétrica, a regulação foi criticada pela entrevistada 4, que afirmou:

o setor de energia elétrica encara que a regulação atual precisa evoluir; a regulação tem que encarar que o gás é um combustível e, na ausência dele, a termelétrica não pode ser penalizada por não despachar eletricidade e ao mesmo tempo sabe-se que é necessário que existam compromissos e confiabilidade de geração de energia elétrica e com isso tenta se minimizar essas penalidades ou tenta fazer acordos com a ANEEL para que essas penalidades não gerem o desinvestimento do setor termelétrico.

A biomassa, é uma forma de geração de energia muito particular do território brasileiro, que apresenta condições ideais para sediar o desenvolvimento industrial em grande escala e a aplicação das tecnologias de energia proveniente dessa fonte. A sua utilização no Brasil é resultado de uma combinação de fatores incluindo a disponibilidade de recursos de biomassa e mão-de-obra baratas, rápida industrialização e urbanização e experiência histórica com aplicações industriais da energia da biomassa em grande escala. Levanta-se que um fator importante da adoção do modal de biomassas é a geração de empregos para a população rural, com a possibilidade de produção de combustível local. Esse tipo de modal exige, para sua implantação, a disponibilidade de grandes áreas agriculturáveis, ampla pluviosidade, temperatura e insolação típicas de países tropicais e condições econômicas viáveis (GOLDEMBERG & MOREIRA, 2005).

Os dados do BEN, permitem verificar o crescimento da participação da biomassa na matriz energética brasileira. Analisando-se o período entre 2009 e 2016, a biomassa apresentou um crescimento médio de 0,4% ao ano, enquanto que o gás natural apresentou um cresci-

²² Entrevistada 8

mento médio de 0,9% ao ano, mostrando que um cenário de descarbonização da geração termelétrica no país ainda não é uma realidade.

Com efeito, uma das questões trazidas pela literatura é o fato de que a biomassa não se mostrou suficientemente competitiva nos leilões, após 2008, quando foi realizado leilão exclusivo para empreendimentos de biomassa, tendo perdido espaço para fontes que se desenvolveram mais rapidamente, como a eólica (ARAUJO E CALIA, 2018). Aponta-se que o critério da modicidade tarifária em detrimento de uma política específica à biomassa, devido à suas qualidades de fonte complementar à hídrica, foi prejudicial nesse processo. (ARAUJO E CALIA, 2018)

No tocante às emissões a agroindústria da cana é vista como importante para a produção de energia e mitigação da emissão de Gases do Efeito Estufa. O balanço de emissões é considerado zero pois *“todo o carbono retirado da atmosfera durante a fase de crescimento da planta é depois devolvido à atmosfera na fase de utilização dos produtos da cana-de-açúcar”* (MENEGUELO e CASTRO, 2007). Essa posição, no entanto, pode ser rebatida, pois no ciclo de produção da cana, do etanol e da biomassa, há certamente a emissão de gases decorrente do uso de fertilizantes, transporte, entre outros. A melhora desses índices é uma das bases do Política Nacional de Biocombustíveis (RENOVABIO), voltada aos biocombustíveis, que estabelece incentivos à redução de emissões ao produtor do biocombustível, a partir da análise de seu ciclo de vida.

2.3.2.3. Perspectivas e barreiras para a evolução do modal termelétrico

Diante da ascensão do gás natural nas últimas décadas, seu menor impacto ambiental em comparação às outras fontes fósseis, as disponibilidades de reserva e tecnológicas apontadas acima, entende-se que a energia proveniente dos demais combustíveis não renováveis tende a reduzir-se relativamente na matriz de geração elétrica, de modo que este subitem discutirá as perspectivas e barreiras relacionadas ao gás e à biomassa.

Conforme apontado no subitem acima, o desenvolvimento do gás natural depende de investimentos

em infraestrutura. José Goldemberg e José Roberto Moreira apontam, nesse sentido:

“Desde 1980, o gás natural aumentou sua participação nas fontes primárias de energia (FPE) do Brasil, crescendo a uma taxa anual de quase 13%. O desenvolvimento da produção doméstica de gás é, geralmente, dependente da exploração e da produção associadas de petróleo. No entanto, o aumento do desenvolvimento de toda a indústria de gás natural exige maiores investimentos em infraestrutura para transportar gás importado e o produzido na plataforma continental” (GOLDEMBERG E MOREIRA, 2005).

Por isso, os especialistas do setor esperam, como já referido no subitem acima, mudanças regulatórias que favoreçam o investimento na sua expansão. Em linhas gerais, apontam que a geração de energia elétrica a partir de gás natural no Brasil é muito pequena em comparação aos demais países, por isso, há espaço para o aumento das gerações termelétricas a gás natural nos próximos anos porque podem ser construídas termelétricas nas regiões sul e sudeste, no próprio centro de consumo, diminuindo investimento em linha de transmissão. O uso do gás natural como fonte de produção de energia termelétrica é adequado do ponto de vista das emissões, havendo um futuro promissor no Brasil, inclusive pelas reservas de gás natural existente no pré-sal.

As possíveis mudanças regulatórias, previstas em projeto de lei podem também propiciar o desenvolvimento do setor e aumento da participação do gás natural na matriz energética brasileira, sobretudo, se a exploração do pré-sal também se ampliar e o gás produzido no processo for aproveitado²³.

A expansão do seu uso na matriz de geração elétrica, por sua vez, tem na CND assumida no Acordo de Paris um limite. Por outro lado, além de fatores como custos – já que sua queda pode ser um estímulo à sua ampliação – há elementos como a evolução tecnológica das fontes renováveis alternativas, que possa minorar ou superar o problema de sua intermitência, reduzindo o papel da energia termoeletrica não renovável na complementaridade da matriz.

²³ Entrevistada 4.

Finalmente, os aspectos ambientais, para além das emissões de gases de efeito estufa, podem ser considerados uma barreira para a expansão do modal. Isso porque há uma série de impactos causados nas imediações dos projetos, que serão analisados no item 3.3., e que desencadeiam a oposição da população local, como ocorreu no caso do Projeto Verde Atlântico, que será analisado no item 3.3.2.2. A seu respeito, a entrevistada 8 entende que:

“o próprio projeto Verde Atlântico vem sofrendo resistência de grupos de pressão, mas projetos como ele são tidos como de baixo impacto porque são uma estrutura relativamente simples, não exigindo grandes espaços. Há contudo um problema que é mais socioambiental do que só de impacto ambiental, relacionado a ONGs e populações”

A afirmação deixa claro o conflito socioambiental, no qual a visão da comunidade local diferencia-se em muito da dos empreendedores e agentes profissionais do setor e coloca-se como mais uma possível barreira ao desenvolvimento do setor.

Quanto à perspectiva de desenvolvimento da biomassa proveniente de subprodutos da cana-de-açúcar, há questões de cunho econômico que podem impactar a expansão e que se referem ao custo de instalação das usinas e à sua eficiência. Nesse sentido, plantas com maiores escalas têm melhores condições de investir em caldeiras mais eficientes e, assim, ter um custo de produção menor por KW gerado (TORQUATO e RAMOS, 2013), fator que desfavorece usinas de menor porte. A esse fator, soma-se a questão de sua competitividade em leilões, discutida no subitem acima.

Com relação a questões mais próximas ao escopo deste trabalho é importante analisar os aspectos da disponibilidade de terra. Isso porque o cultivo das espécies com vocação energética concorre com a produção de outras espécies alimentares ou mesmo com a preservação de ecossistemas.

Quanto à questão da preservação de áreas de ecossistemas sensíveis, a preocupação é que a expansão do plantio de cana-de-açúcar, valorizada pela demanda do etanol e possivelmente do uso energético da bio-

massa resultasse num aumento do desmatamento da região amazônica. Essa preocupação afetava a própria capacidade de exportação do etanol. Para dar resposta a esse problema, em 2009, foi estabelecido o zoneamento agroecológico da cana-de-açúcar por meio do Decreto nº 6961/2009. Buscava-se orientar as políticas de desenvolvimento dessa cultura conforme critérios de adequação agrícolas (como solo e outros fatores) e, assim, foi vedada sua expansão no bioma do Pantanal e da Amazônia, além da Bacia do Alto Paraguai, áreas de preservação ambiental e terras indígenas. No entanto, o zoneamento foi revogado pelo presidente Jair Bolsonaro, por meio do Decreto nº 10.084/2019. Desse modo, essa questão ambiental pode vir a recrudescer caso as condições econômicas para o avanço da cana-de-açúcar incentivem sua expansão, embora parte das áreas excluídas pelo zoneamento possam não dispor de condições agrícolas favoráveis.

2.3.3. Modal eólico

2.3.3.1. Evolução do modal eólico no Brasil

A dependência do Brasil em relação à energia hidrelétrica promoveu a busca pela diversificação da matriz de energia elétrica, principalmente pelos regimes de chuvas variáveis e pelo crescimento da demanda, sobretudo a partir da crise do apagão de 2001. A energia eólica surge como uma boa alternativa para coexistir em grande proporção juntamente à energia hidráulica, pois, além das vantagens ambientais características de uma fonte renovável, o país possui condições climáticas favoráveis: o período de estação seca é concomitante ao período de maior intensidade eólica, possibilitando a complementação entre essas duas fontes de energia.

A primeira turbina eólica foi instalada com o projeto Turbinas Eólicas do Arquipélago Fernando de Noronha, realizado pelo Grupo de Energia Eólica da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) e financiado pelo Folkcenter juntamente à Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), no ano de 1992. Quando instalada, a turbina era responsável pela produção de aproximadamente 10% da energia gerada em Fernando de Noronha. Após a instalação da segunda turbina, que

entrou em operação em 2001, a produção de energia passou a 25% da eletricidade consumida na ilha (ANEEL, 2002).

Em 1994, a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) instalou a Central Eólica do Morro do Camelinho, em Gouveia – MG (HENRIQUE TAVARES FERREIRA, 2008). No total, a central é composta por quatro turbinas de 250 kW.

A Central Eólica de Taíba, no município de São Gonçalo do Amarante (Ceará), começou a operar em janeiro de 1999, sendo composta por dez turbinas de 500kW. A Central Eólica de Prainha, localizada no Município de Aquiraz, também no Ceará, foi inaugurada em abril do mesmo ano. Em novembro, também de 1999, foi concluído o projeto realizado pela Companhia Paranaense de Energia (COPEL) e pela Wobben Windpower que resultou na inauguração da Central Eólica de Palmas (Paraná)²⁴, no ano seguinte. Foi a primeira central eólica no Sul do país, a qual possui cinco turbinas de 500 kW. O Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBBE) instalou em 1999 uma turbina eólica com sensores e instrumentação para medidas experimentais na área de testes eólicos de Olinda.

Em 2000, a Central Eólica Mucuripe, situada em Fortaleza, foi desativada e reformada, passando a ter capacidade de energia de 2.400 kW. Em 2002, no Município de Bom Jardim da Serra (Santa Catarina), foi instalada a Central Eólica de Bom Jardim, por meio da parceria entre a Central Elétrica de Santa Catarina (CELESC) e a Wobben Windpower, ainda de acordo com dados da ANEEL.

Essas experiências pioneiras resultaram de projetos específicos, ainda sem um direcionamento de política pública. Esse cenário se altera com a criação e implantação do Programa Nacional de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), por meio da Lei nº 10.438/ 2002, que foi um primeiro e muito importante passo para o desenvolvimento da geração eólica no país.

Conforme já descrito no item 2.2.2 , a lei do PROINFA considera como fontes alternativas as fontes eólicas, solar, biomassa e as PCH (pequenas centrais hidrelétricas). Estabeleceu-se a meta de construção de 144 usinas, capazes de produzir aproximadamente 3300 MW (1.422,92 MW provenientes de 54 usinas de energia eólica).

O PROINFA é considerado fundamental para o desenvolvimento do setor eólico, tendo sido responsável por criar a capacidade instalada e o ganho de competitividade necessários ao sucesso do modal quando se passou ao sistema de leilões (MORELLI, 2012).

Além dos contratos celebrados com a Eletrobrás no âmbito do Programa, os empreendimentos de geração eólica se beneficiaram nas isenções das tarifas TUSM e TUSD, relativas ao uso da rede de Transmissão e Distribuição; a venda a consumidores especiais e da isenções tributárias do ICMS sobre o uso da rede e aquisição e transporte de insumos e do Pis/Cofins sobre a aquisição de equipamentos de infraestrutura, mecanismos e políticas descritos no item 2.2.3. O setor se beneficiou muito, também, dos financiamentos do BNDES. Foi relatada capacidade de ajuste do banco às condições de contratação de energia no mercado. Assim, além de financiar projetos que disputaram leilões, financiou também projetos voltados ao ambiente de contratação livre²⁵.

Embora a energia eólica seja contemplada nas normas que estabeleceram o instrumento do *net metering* no Brasil, que incentiva a energia distribuída, os impactos desse mecanismo de incentivo não foram tão importantes quanto no caso da fonte solar, uma vez que os painéis solares são equipamentos cujo investimento é de maior viabilidade para consumidores individuais, grupos e cooperativas. Dados do Balanço Energético Nacional (BEN) apontam que, em 2018, as fontes eólicas representaram apenas 1,7% do montante em geração distribuída (EPE, 2019).

A partir de 2004, em decorrência de mudanças legais promovidas pela Lei nº 10.884, o sistema de contratação passa a se basear em leilões (vide item 2.2.4), como descrito no item 2.2.4.

²⁴ Idem.

²⁵ Entrevistado 13.

Um primeiro leilão de fontes alternativas ocorreu em 2007, porém, não concretizou negócios com os geradores eólicos interessados (EPE, 2007). Assim, o leilão seguinte, em 2009 foi específico para a energia eólica (EPE, 2009), e bem sucedido, com a contratação de 1.805,7MW e a um preço 21,5% inferior ao teto, propiciando que a fonte eólica tivesse sucesso nos leilões posteriores.

Já em 2011, no leilão A-3, a energia eólica vendeu 484,2 MWm dos 1.686,1 MWm contratados, vendendo a segunda maior quantidade de energia e com o preço médio mais baixo entre as fontes. Em seguida, ainda no mesmo ano, no leilão A-5, a energia dos ventos vendeu aproximadamente 80% da energia contratada (MORELLI, 2012).

Até 2016, as fontes eólicas foram favorecidas pela forma de contratação por disponibilidade, na qual o risco de performance, vale dizer, da oscilação na quantidade produzida não recai sobre a fonte contratada, elemento também de incentivo.

Em linhas gerais houve um “encadeamento” entre os diferentes benefícios implantados pelas políticas: os regulatórios, consistentes no PROINFA, numa primeira etapa e na forma de organização dos leilões que viabilizaram uma participação crescente da fonte eólica (leilões específicos para a fonte eólica ou para fontes alternativas; contratação por disponibilidade até 2016) e os fiscais e tarifários (isenção nas tarifas TUSM e TUSD) e créditos, consistentes nas linhas de financiamento oferecidas pelo BNDES e, para empreendimentos situados na região, pelo Banco do Nordeste.

Além disso, o setor foi submetido, desde as contratações do PROINFA, a exigências de porcentagem de componentes nacionais, exigida por programas de financiamento, o que incentivou a produção nacional de parte da cadeia de produção, a exemplo dos aerogeradores, produzidos no Brasil com a tecnologia das empresas estrangeiras, em decorrência da política do BNDES (DUBOIX, 2015).

2.3.3.2. Cenário atual do modal eólico

De acordo com dados da EPE (2017), no ano de 2016, a energia eólica cresceu 54,9%, atingindo 34,5

TWh. A potência eólica cresceu 32,6%, atingindo 10.124 MW. Em 2015, a oferta interna de energia eólica era de 3,5% (EPE, 2016). Em 2014, 2,0% (EPE, 2015). Em 2013, 1,1%. (EPE, 2014). Em 2012, 0,9%. (EPE, 2013). Em 2011, 0,5% (EPE, 2012). Em 2010, 0,4% (EPE, 2011). Em 2009, 0,2% (EPE, 2010). Em 2008, 0,1% (EPE, 2009), o mesmo que em 2007, ainda de acordo com o relatório da EPE de 2009. A partir de 2014 (ANEEL, 2016), as plantas eólicas registraram aumentos vultuosos, chegando a 8,6% no ano de 2018, segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2018 (EPE, 2019).

A energia eólica é comercializada tanto no ACL²⁶ e no ACR²⁷. Há ainda a contratação no mercado de curto prazo, por meio do qual a energia não contratada no ACL e no ACR pode ser comercializada entre os geradores.

Devido à intensa sazonalidade ligada à energia eólica, observa-se um risco maior na contratação no ACL (RIBEIRO, 2015). O modal é condicionado a interrupções na produção de energia, principalmente por conta do efeito “calmaria”, vale dizer, situação em que o fluxo dos ventos é insuficiente para acionar as turbinas. Soma-se a isso a impossibilidade de armazenamento dos ventos. No ambiente regulado, a compra de energia proveniente de vários modais permite uma composição mais segura desses riscos. No entanto, nos últimos quatro anos a participação do modal no ACL cresceu, sendo apontado papel importante da mudança na forma de avaliação de riscos do empreendimento pelo BNDES e consequentemente em maior facilidade para financiamento dos projetos²⁸.

Assim mesmo, a comercialização de energia no ACR ainda compõe a maior parte da venda de energia eólica no período coberto por este estudo.

Não obstante, a contratação de energia eólica em leilões de reserva também teve impacto importante na garantia de contratação de disponibilidade anual e estimulou investimentos no setor²⁹.

²⁶ Ambiente de Contratação Livre (os compradores negociam de maneira direta com os vendedores a aquisição de energia). Vide o item 2.2.4, sobre leilões

²⁷ Ambiente de Contratação Regulada (contratos de aquisição com regulação específica)

²⁸ Entrevistado 13.

²⁹ Entrevistado 10.

2.3.3.3. Perspectivas e barreiras para a evolução do modal eólico

Como já mencionado no início deste capítulo, a CND do Brasil propõe ações especificamente voltadas ao aumento da participação das energias renováveis (além da energia hídrica) no fornecimento de energia elétrica. Assim, busca o presente estudo analisar a tendência de atingimento das metas e, já levando-se em consideração um cenário ainda mais ambicioso em CNDs futuras, quais as perspectivas e barreiras para a expansão dessas fontes de energia.

No tocante ao potencial, é necessário observar que a energia eólica teve um aumento significativo na sua participação desde a implantação do PROINFA, a partir da edição da Lei nº10.432/2002 e da assinatura dos contratos em 2005, tendo ganhado competitividade suficiente para garantir-lhe êxito também no sistema de comercialização por leilões.

Essa competitividade é composta por vários elementos, destacados nas entrevistas realizadas, e que inclui a formação de profissionais especializados em várias etapas dos projetos, além dos parques que foram instalados e hoje operam no país.

Barreiras identificadas referem-se a diferentes questões. Uma delas é a instabilidade econômica. Desse modo, a ocorrência de crises e desaceleração da economia resulta em redução da demanda energética, que pode afetar a expansão do investimento em eólicas, sobretudo diante de uma oferta razoável de energia incorporada pelas grandes hidrelétricas construídas recentemente. Caso a redução do consumo geral resulte em maior proporção das renováveis alternativas, pode-se considerar que houve adequação da política energética aos objetivos da política climática.

Este estudo identificou outras barreiras específicas.

Uma importante dificuldade do setor refere-se ao acesso à infraestrutura de distribuição. Quando o modal se tornou mais competitivo, em 2009, e vários empreendimentos foram leiloados, foi necessária também a

realização de leilões para a etapa de distribuição dessa energia, mas vários empreendimentos atrasaram, gerando a impossibilidade de conexão dos novos parques à rede. Foram realizadas alterações na forma e concatenação dos leilões de geração e distribuição, que minoraram o problema, mas esse continua sendo um tema de necessária atenção para a expansão do modal, sobretudo por exigir investimentos públicos, afetados em situação de crise econômica.

Finalmente, os empreendedores apontam dificuldades relativas às exigências no âmbito do licenciamento ambiental e da regularização fundiária das áreas a serem arrendadas pelos empreendimentos. Muitos proprietários dessas áreas não detêm a sua propriedade formal, exigida para o arrendamento (DIÓGENES et al, 2019). Esses aspectos compõem parte dos conflitos socioambientais, analisados no Capítulo 3.

2.3.4. Modal nuclear

2.3.4.1. Evolução do modal nuclear no Brasil

A energia nuclear disseminou-se no mundo a partir do meio da década de 60 como uma alternativa energética aparentemente viável em relação às fontes fósseis. Não obstante, seu uso assenta-se nos riscos de acidentes de alta gravidade. A ocorrência de alguns deles levou ao surgimento e crescimento da crítica ao seu uso. Dentre esses acidentes, destacam-se os de Three Mile Island (1979) e Chernobyl (1986), expondo os graves problemas do uso dessa fonte de energia. Com isto, os países que utilizavam essa fonte começaram a excluir a energia nuclear dentre as opções de novas usinas geradoras de energia elétrica. O acidente de Fukushima, ocorrido no Japão em 2011, reforçou a percepção dos riscos do uso desse modal.

O interesse do governo brasileiro pela energia nuclear remonta aos anos de 1950, com o Plano de Metas do então Presidente da República, Juscelino Kubitschek. Na oportunidade, previu-se uma ampliação de opções para o fornecimento de energia elétrica, devido ao crescimento exponencial da Região Sudeste – o que apontava para o esgotamento dos recursos hidráulicos

na região, além da baixa qualidade do carvão brasileiro (até então, considerado o melhor substituto para a energia elétrica).

Essencial no quadro de desenvolvimento das pesquisas em energia nuclear no Brasil foi o papel do Almirante Álvaro Alberto, Professor da Escola Naval da Marinha e representante nacional na Comissão de Energia Atômica da ONU, tendo se esforçado para a criação, em 1950, do Conselho Nacional de Pesquisa (CNPq) – o qual ele presidiu entre 1951 e 1955 –, após perceber a importância estratégica do domínio das ciências, em especial da física, em manter a segurança e o desenvolvimento nacional (GARCIA, ALBERTO. 2000).

Nesse contexto, a Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) foi criada em 1956 e estruturada pela Lei Federal n.º 4.118, de 27 de agosto de 1962, a fim de orientar a Política Nacional de Energia Nuclear. Posteriormente, a CNEN constituiu a Companhia Brasileira de Tecnologia Nuclear (CBTN), autorizada pela Lei Federal n.º 5.740, de 01 de dezembro de 1971.

Com o golpe militar em 1964, o desenvolvimento da energia nuclear tornou-se uma pauta ainda mais importante, com o entendimento de que o desenvolvimento nacional dependeria de uma maior quantidade de energia e, portanto, maior diversificação na matriz energética – com vistas a se tornar uma grande potência mundial.

Em 1968, o governo brasileiro decidiu construir a Usina Angra 1 no Município de Angra dos Reis, no Estado do Rio de Janeiro: a primeira usina nuclear do país. O local foi escolhido devido à proximidade aos grandes centros urbanos da Região Sudeste que seriam abastecidos com a energia produzida. Para tanto, firmou-se contrato com a Westinghouse Electric Corporation – empresa subsidiada diretamente pelo governo americano – para adquirir a usina nuclear no modelo PWR (*pressurized water reactor* ou, traduzindo, um modelo de reator a água pressurizada³⁰).

Tratava-se de um regime de contrato que não implicou em transferência de tecnologias ao país adquirente. A construção iniciou-se em 1972, concluindo-se em 1982, quando foi conectada ao sistema de energia elétrica. No entanto, devido a problemas técnicos, a usina entrou em operação comercial apenas em 1985. Anota-se que o grau de nacionalização das tecnologias de Angra 1 é de apenas 10% (CABRAL, 2011).

Ainda na década de 1970, no contexto do “milagre brasileiro” – período de rápido crescimento econômico – bem como da preocupação quanto ao potencial hidrelétrico do país e com a crise internacional do petróleo, foi assinado o Acordo Nuclear Brasil-Alemanha Ocidental, em 1975. Com esse acordo, a Alemanha concordou em transferir a tecnologia necessária para a construção de oito usinas nucleares movidas a urânio enriquecido no Brasil. Para tanto, editada a Lei Federal n.º 6.189/1974, pelo que a CBTN passou a se denominar Empresas Nucleares Brasileiras S/A (NUCLEBRÁS), diretamente vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). Dada a grande suspeita internacional com o Acordo, houve assinatura de um acordo de salvaguardas nucleares entre o Brasil, a Alemanha Ocidental e a Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA), em 1976, no que ficou proibida a utilização de energia nuclear para fins bélicos.

Iniciou-se, então, a construção de Angra 2 e Angra 3 em 1976. No entanto, o Acordo Nuclear Brasil-Alemanha foi suspenso em 1983, paralisando as obras.

Por outro lado, o governo brasileiro desenvolveu um projeto nuclear paralelo, coordenado pela CNEN e implementado pelo Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares (IPEN), em 1979: o chamado Programa Nuclear “Autônomo” ou “Paralelo”. Esse programa foi desenvolvido para fins militares; no entanto, com o fim da ditadura militar, oficializou-se o programa, que foi, então, integrado ao Programa de Recursos Humanos para o Setor Nuclear (PRONUCLEAR) (SCHMIEDECKE, 2016).

Já no governo de José Sarney, a partir do Decreto-Lei n.º 2.464/1988, determinou-se o término da construção das usinas de Angra 2 e Angra 3. No entanto, em 26 de abril de 1986, ocorreu o acidente nuclear na central elétrica da Usina Nuclear de Chernobyl, localiza-

³⁰ O modelo PWR é o mais usado no mundo, em que – bastante resumidamente – a fissão nuclear emite calor que aquece a água, sendo o vapor d’água o responsável por movimentar a turbina-gerador – gerando, por fim, a eletricidade (GONÇALVES e RUIZ, 2016).

da na Ucrânia. Esse desastre impactou a percepção internacional a respeito da energia nuclear, de forma que as pesquisas focaram, a partir de então, nos riscos ambientais associados à sua produção. Causou, igualmente, dificuldades políticas e econômicas, além de manifestação popular contrária à continuação do programa no Brasil.

Apenas a Usina Angra 2 foi concluída, entrando em funcionamento em 2000. Quanto à construção da Angra 3, foi anunciada a sua retomada em 2008, quando o Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Renováveis – IBAMA concedeu a licença prévia e, em 2009, a licença de instalação para tanto. Isso se deu como parte do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), no segundo governo Lula. Paralelamente, o governo anunciou as novas metas do Programa Nuclear Brasileiro (PNB) que, além da Angra 3, incluíram a construção de novas usinas, o aumento da produção interna de urânio, bem como a produção comercial de todas as etapas do ciclo.

A construção foi reiniciada em 2010, com a mobilização para a montagem eletromecânica da usina em 2014. No entanto, as obras foram abandonadas em 2015, concluídas em apenas 60%, em meio à desistência das empreiteiras contratadas e à falta de recursos da ELETRONUCLEAR, subsidiária da ELETROBRÁS responsável pela unidade.

2.3.4.2. Cenário atual do modal nuclear

Como mencionado, atualmente, apenas duas usinas nucleares encontram-se em funcionamento no Brasil: Angra 1 e Angra 2.

A ELETRONUCLEAR informa em seu *website* que a Angra 1 tem capacidade instalada para geração de 640 MW e a Angra 2, 1.350 MW. Estima-se que a Angra 3, uma vez concluída, terá capacidade instalada para a geração de 1.405 MW (ELETRONUCLEAR, 2020).

Apesar do aumento na geração de energia elétrica nuclear desde a entrada em operação de Angra 2, essa fonte tende a sofrer uma estagnação na sua expansão.

De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN) 2019 (ano base 2018) (EPE, 2019), a capacidade

instalada nuclear foi de 1.990 MW, em 2017, mantendo-se em 2018. A geração elétrica nuclear foi de 15.864 GWh, em 2016, com uma redução de 0,8% em 2017 (15.739 GWh) e 2018 (15.674 GWh). A participação da energia nuclear na matriz elétrica nacional foi de 2,5%, em 2017, mantendo-se em 2018.

Dada a sua localização restrita ao Município de Angra dos Reis, no Estado do Rio de Janeiro, não há predomínio da energia nuclear em nenhuma região do país. Mesmo na Região Sudeste, onde o mencionado modal pode ser encontrado, predomina o consumo da energia hidrelétrica.

Por fim, em termos de regulação, temos que a exploração das usinas nucleares é de competência exclusiva da União Federal, nos termos do artigo 21, inciso XXIII³¹, assim como é de sua competência privativa legislar sobre “atividades nucleares de qualquer natureza”, nos termos do artigo 22, inciso XXVI, ambos da Constituição Federal de 1988. No mesmo sentido, é garantido constitucionalmente o monopólio da União Federal sobre “a pesquisa, a lavra, o enriquecimento, o reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios e minerais nucleares e seus derivados (...)”, nos termos de seu artigo 177, inciso V. Ou seja: não há participação dos agentes privados na geração da energia nuclear, que é comercializada apenas no mercado regulado.

Esse monopólio remonta à criação do Conselho Nacional de Pesquisas (CNPq) pela Lei Federal n.º 1.310, de 15 de janeiro de 1951 – quando do início do interesse nacional no modal em questão –, que em seu artigo 5º determinou que “ficarão sob controle do Estado, por intermédio do Conselho Nacional de Pesquisas

³¹ “Artigo 21. Compete à União: (...)”

XXIII - explorar os serviços e instalações nucleares de qualquer natureza e exercer monopólio estatal sobre a pesquisa, a lavra, o enriquecimento e reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios nucleares e seus derivados, atendidos os seguintes princípios e condições:

a) toda atividade nuclear em território nacional somente será admitida para fins pacíficos e mediante aprovação do Congresso Nacional;
b) sob regime de permissão, são autorizadas a comercialização e a utilização de radioisótopos para a pesquisa e usos médicos, agrícolas e industriais; (Redação dada pela Emenda Constitucional n.º 49, de 2006)
c) sob regime de permissão, são autorizadas a produção, comercialização e utilização de radioisótopos de meia-vida igual ou inferior a duas horas; (Redação dada pela Emenda Constitucional n.º 49, de 2006)
d) a responsabilidade civil por danos nucleares independe da existência de culpa; (Redação dada pela Emenda Constitucional n.º 49, de 2006)”.

ou, quando necessário, do Estado Maior das Forças Armadas, ou de outro órgão que for designado pelo Presidente da República, *todas as atividades referentes ao aproveitamento da energia atômica, sem prejuízo da liberdade de pesquisa científica e tecnológica*”

No entanto, a questão do monopólio traz questionamentos diversos dentro do meio jurídico.

De acordo com Maury Sérgio, em parecer emitido pelo escritório de advocacia Pinheiro Neto (WALTEMBERG, 2009):

“No caso de explorar os serviços e instalações nucleares inexistente o monopólio da ‘Geração’ de Energia Elétrica, apenas a exploração (operação) da instalação nuclear é de competência da União Federal. Mantida a União Federal na exploração (operação) da instalação nuclear, a Geração e Comercialização de energia elétrica pode ser realizada pelo Particular.”

No mesmo documento, consta a opinião do advogado Julião Silveira Coelho, no seguinte sentido:

“A utilização da energia nuclear para fins de geração de energia constitui forma de uso industrial de radioisótopos; (iv) em virtude de caracterizar modalidade de uso industrial de radioisótopos, a geração de energia elétrica com base em energia nuclear pode ser explorada por entidades distintas da União, na medida em que está compreendida no âmbito de incidência da alínea “b” do inciso XXIII do art. 21 da Constituição Federal;

No sentido oposto, José Alberto Maia Barbosa, no esforço de firmar um conjunto de marcos legais que disciplinam a atividade nuclear no Brasil, estabelece em sua tese o que ele denomina como “Direito Nuclear”. Nessa acepção, o autor reforça o monopólio da União, ao dizer que todas as atividades relacionadas à área nuclear são de competência exclusiva da União Federal. A única exceção seria a utilização de radioisótopos, condicionada a certos usos por meio de permissão, dos quais a geração elétrica estaria excluída.

Assumindo o entendimento (não pacífico) de que o exercício de toda e qualquer atividade nuclear energética é de monopólio da União, importante é en-

tender a figura central da CNEN e da ELETRONUCLEAR.

A CNEN é uma autarquia federal criada pela Lei nº 4.118/1962 e funciona como órgão orientador máximo dentro da política nuclear estatal. A Indústrias Nucleares do Brasil (INB) e suas subsidiárias, por sua vez, funcionam como órgãos de execução.

Entre as competências da CNEN, definidas na Lei nº 6.189/1974, está a competência de instituição de normas, licenciamento e fiscalização. O licenciamento administrativo (que não inclui o ambiental) de instalações nucleares é disciplinado pelas suas Resoluções nº 11 e nº 15, de 1984.

Os poderes fiscalizatórios da CNEN abrangem o controle das instalações nucleares radioativas e da importação/exportação de minérios e materiais nucleares. Para tal, são utilizados os conceitos internacionais de radioproteção - reconhecimento de efeitos negativos em situações de trabalho para proteção do ser humano e do meio ambiente - e seguridade - atuação segura dos sistemas que usam fonte de radiação, incluindo sua proteção física.

Na segurança do trabalho, a NR nº 16 trata sobre os cuidados em atividades e operações perigosas envolvendo radiações ionizantes ou substâncias radioativas.

Já a Eletronuclear é empresa pública formada pela fusão das empresas Furnas Centrais Elétricas S.A, a quem cabia a operação das usinas Angra 1 e Angra 2, e NUCLEN Engenharia e Serviços S.A., subsidiária da INB. Seu principal objetivo é a construção e operação de usinas nucleares e a geração, transmissão e comercialização da energia elétrica por elas produzida.

Nesse contexto, destaca-se aqui o tratamento dos rejeitos, que seriam classificados de acordo com a Norma CNEN-NE-6.02. Segundo a classificação, os rejeitos podem ser dispersados na biosfera ou confinados em depósitos de rejeitos radioativos. Atualmente, no Brasil, existem quatro repositórios localizados próximos a São Paulo, Rio de Janeiro, Belo Horizonte e Goiânia. Este último destinado apenas aos incidentes relacionados à contaminação pela cápsula de Césio.

Ressalta-se ainda, no conjunto do chamado Direito Nuclear, o dever legal colocado pela Lei nº 10.308/2001, que torna a União responsável pelo destino final dos rejeitos radioativos.

No que se refere a emissões diretas de gases de efeito estufa, no Relatório Anual de Emissões 2017 não encontramos nenhuma referência para o setor de energia nuclear (MCTIC-SIRENE, 2017). Concluímos que a participação da geração de energia nuclear é nula: ou seja, o processo de fissão nuclear adotado nestas usinas, em si, não emite quaisquer gases de efeito estufa. Contudo, as usinas consomem, ainda que em pequena escala, óleo diesel para o funcionamento de caldeiras auxiliares, bem como de geradores de emergência. Por se tratar de consumo em pequena escala, observa-se que o indicador de emissões apresenta valores de uma ordem de grandeza bem inferior ao encontrado nos demais modais.

Por sua vez, em relação ao consumo de energia elétrica, a Central Nuclear utiliza-se majoritariamente da geração própria, tanto em relação às atividades administrativas quanto para complementar as suas necessidades operacionais – portanto, não contabilizando emissões de gases de efeito estufa (ELETROBRAS, 2017).

De acordo com o Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa referente ao ano-base de 2017, elaborado pela ELETROBRAS, considerando fontes fixas, móveis, refrigeração, efluentes líquidos, consumo de eletricidade, transporte de combustíveis e de produtos não energéticos, viagens aéreas e transporte de colaboradores, a geração de energia nuclear emitiu 16.114 toneladas de dióxido de carbono equivalente (tCO₂e) (ELETROBRAS, 2017). Considerando o ano de referência de 2005 – que é utilizado na Contribuição Nacionalmente Determinada apresentada pelo Brasil no contexto do Acordo de Paris –, contudo, ano em que as emissões de gases de efeito estufa pela geração de energia nuclear totalizavam 2.280 toneladas de dióxido de carbono equivalente (tCO₂e), observa-se um aumento de aproximadamente 606,75% – superando em muito o aumento de geração de energia elétrica pelo modal observado no mesmo período, particularmente nos últimos anos.

2.3.4.3. Perspectivas e barreiras para a evolução do modal nuclear

As projeções para a energia nuclear passam necessariamente pelo entendimento de que os seus riscos são uma preocupação mundial, assim como a possibilidade de expansão do conhecimento nuclear voltado para fins bélicos. Por isso, a perspectiva de expansão aponta outros usos, não energéticos ou bélicos, para a atividade nuclear.

No Brasil, a atividade nuclear está restrita aos fins pacíficos, como expresso na Constituição Federal, art. 21, XXIII, “a”.

Ao levar em conta a totalidade do Direito Nuclear, Barbosa (BARBOSA, 2009) entende que a legislação brasileira encontra semelhanças positivas com a Europeia. As diferenças seriam o fato de que o Programa Nuclear Brasileiro é mais teórico e tem como característica principal a formulação de diretrizes a serem seguidas no desenvolvimento nuclear, sem precisar ações reais de execução de projetos.

Os aspectos que podem incentivar o desenvolvimento do modal são, de um lado, as reservas brasileiras com potencial para a produção de urânio enriquecido. De outro, Luiz Soares (FGV CPDOC, 2014), que foi diretor técnico da Eletronuclear, ressalta, como vantagens que impulsionam o desenvolvimento do setor, a eficiência da energia nuclear e a geração a baixo custo, em comparação com as usinas termelétricas fósseis.

Sara Tânia Mongelli, acrescenta que a energia nuclear no Brasil é economicamente competitiva e livre de emissões de gases de efeito estufa (MONGELLI, 2006). Sendo assim, pode ser uma alternativa contra o aquecimento, embora deva desenvolver novas tecnologias para se adequar às novas demandas.

O modal nuclear é também apontado por Witold Lepecki (membro do *International Nuclear Safety Advisory Group* da AIEA) como uma opção positiva, diante do aquecimento global (FGV CPDOC, 2014).

Por fim, Leonam dos Santos Guimarães (militar e professor convidado da Escola Politécnica da USP), defende a energia nuclear como um possível futuro para o

Brasil, fazendo a ressalva de afastá-la dos usos militares feitos pelos americanos (FGV CPDOC, 2014).

As barreiras para o uso da energia nuclear concentram-se nas dificuldades de regulação sobre os riscos da atividade, nos custos crescentes das instalações existentes com medidas de segurança e na vida útil das usinas geradoras.

Barbosa (2009) entende que o futuro próspero para a energia nuclear depende da quebra do monopólio estatal, bem como de uma revisão da fiscalização estatal, de modo a evitar conflitos de competências entre os órgãos competentes.

De acordo com ele, é necessária a criação de um órgão regulador e fiscalizador independente, a exemplo da *Autoridad Regulatoria Nuclear Argentina* (ARN), juntamente com um arcabouço legal apropriado. Nesse sentido, seu entendimento é reforçado pelas exigências da AIEA acerca de um marco legal satisfatório para disciplinar os rejeitos (IAEA, 2006)³². O autor defende a estruturação de um novo programa nuclear brasileiro, a fim de reestabelecer o setor, com previsão do uso dessa energia na matriz energética brasileira.

Já na opinião de Luiz Soares (FGV CPDOC, 2014), o problema dos resíduos é ainda central. Mongelli (2006) faz a ressalva de que os custos dos resíduos nas usinas nucleares já estão embutidos no preço do produto final, o que não acontece nos demais modais.

Porém, o futuro da energia nuclear dependeria, sobretudo, do modelo institucional escolhido pelo Estado. Essa escolha passa pela definição da tecnologia e do uso da energia nuclear como energia de reserva, com venda garantida, para dar-lhe competitividade. Ainda reforça que o excesso de licenciamentos, realizados por diversos órgãos, traz atrasos nas obras e falhas no cumprimento de cronogramas.

Para além dos problemas com os rejeitos, Barbosa (2009), Mongelli (2006) e Lepecki (2014) apontam que um grande problema a ser enfrentado refere-se aos

recursos humanos e à tecnologia empregados, vez que faltam mão de obra habilitada e cursos de graduação sobre o assunto. Esses problemas são observados em nível global, diante de uma relativa perda de profissionais capacitados e de conhecimento sobre a energia nuclear, que deverá ser suprida.

2.3.5. Modal fotovoltaico

2.3.5.1. Evolução do modal fotovoltaico no Brasil

O início das atividades na área da energia fotovoltaica, no Brasil, deu-se em 1992, através do Centro de Pesquisas e Energia Elétrica (CEPEL), vinculado à Eletrobras, que consiste numa infraestrutura para pesquisa em sistemas e equipamentos elétricos, visando à concepção e ao fornecimento de soluções tecnológicas especialmente voltadas à geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil.

Em 1994, houve a implantação, pelo Governo Federal, o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), compreendendo sistemas fotovoltaicos de geração de energia elétrica, sistemas fotovoltaicos de bombeamento d'água e sistemas fotovoltaicos de iluminação pública. Foi através desse programa, criado pelo Decreto de 27 de dezembro de 1994, que a energia solar fotovoltaica foi efetivamente incorporada à matriz energética brasileira. Pela possibilidade de tornar comunidades ainda não conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) autossuficientes, o modal fotovoltaico foi escolhido como método de acesso à energia elétrica. Em 1995 iniciou-se o trabalho conjunto do CEPEL com o Ministério de Minas e Energia (MME) no PRODEEM (CEPEL, 1996).

A partir daí, o Brasil adotou diversas políticas de incentivo à fonte solar de energia elétrica. Foram criados alguns programas nacionais governamentais com o uso de energia solar fotovoltaica, tais como o Programa Nacional de Eletrificação Rural ("Luz no Campo") e o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – Programa Luz para Todos ("LpT") (MME, 2018), os quais contemplavam a universalização

³² Segundo a AIEA, a CNEN não tem independência efetiva. O fato é mostrado no relatório INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. Radiation Safety Infrastructure Appraisal (RaSIA) for Brazil, Vienna, 2006.

do acesso à energia por meio de modais como o fotovoltaico, sobretudo no caso de comunidades isoladas, cuja expansão da rede de transmissão da energia convencional seria mais custoso.

Em 2004, criou-se o Centro Brasileiro para o Desenvolvimento da Energia Solar Fotovoltaica (CB-SOLAR) e, em 2005, o Estado do Ceará instituiu o Fundo de Incentivo à Energia Solar (FIES), objetivando cobrir o custo adicional da geração solar em relação às outras fontes.

Em 2010, foi criado o Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos (GSS-Fotovoltaico) da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE) e, em 2011, foi publicada pela ANEEL a “Chamada de Projeto Estratégico de Pesquisa & Desenvolvimento Nº 013/2011”, intitulada “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”, a partir da qual foram qualificados 17 projetos, totalizando uma geração de 24,6 MWp no prazo de três anos. Ainda em 2011, foi inaugurada a Usina Tauá, no Ceará, sendo a primeira usina solar fotovoltaica do Brasil, com 1 MWp.

As fontes fotovoltaicas foram incluídas no PROINFA, estabelecido pela Lei nº 10.438/2002. No entanto, concluída a chamada pública para contratação em 2005, o modal solar fotovoltaico não participou das contratações (PORTAL SOLAR, 2018).

Um importante impulso de natureza regulatória foi dado com a edição da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, que criou o sistema de compensação de energia, mecanismo conhecido como *net metering*, e, na legislação brasileira como energia distribuída que, conforme já apresentado no item 2.2.3. acima, consiste na possibilidade do pequeno gerador (micro e minigeração), que produz energia em momentos e horários diferentes daqueles que a utiliza, usar a rede como depósito, injetando nela a energia produzida e sendo cobrado, em sua conta, pela diferença entre a energia consumida e a injetada. Conforme explicado, os micro e minigeradores, beneficiam-se ainda da isenção das tarifas de uso da rede (TUSM e TUSD) e, em vários estados, têm isenção de ICMS sobre o valor da energia que injetaram na rede. Esses incentivos favoreceram o crescimento do uso do modal.

Em 2015, a Resolução Normativa ANEEL nº 482 foi alterada pela Resolução Normativa ANEEL nº 687/2015, que ampliou a possibilidade de geração distribuída da potência de 1 KW para 5 KW e permitiu sua realização e geração compartilhada em condomínios, consórcios e cooperativas, aumentando o espectro da norma de incentivo. Deve-se lembrar ainda a Portaria MME nº 538/2015, que criou o Programa de Geração Distribuída (ProGD), cujo objetivo é promover e incentivar a geração distribuída a partir de fontes renováveis e cogeração em edifícios públicos e privados (residenciais, comerciais e industriais).

Além dos programas públicos expostos e da micro e minigeração, a fonte solar teve inserção também no ambiente de contratação regulado, no âmbito do qual é comercializada a energia adquirida pelas distribuidoras concessionárias.

Num primeiro leilão aberto à fonte solar, em 2013, nenhum empreendimento foi contratado, em razão de terem oferecido um custo mais alto que das demais fontes concorrentes.

Porém, em 2014, ocorreu o primeiro leilão específico para energia fotovoltaica, o Leilão de Energia A-3 do Governo Federal e, em 2015, foram realizados 2 leilões de Energia de Reserva do Governo.

Em 2016, foi aberto edital para mais um leilão específico. No entanto, o mesmo foi cancelado, em razão por queda de demanda de energia elétrica, decorrente das perspectivas do cenário econômico, que teria resultado em sobrecontratação de energia das distribuidoras (NASCIMENTO, 2017).

No ano de 2017, houve certos revezes no avanço da energia solar a algumas dificuldades. A matéria “Governo deixa fonte solar de fora de um dos leilões de energia de 2017” (REVISTA ÉPOCA – GLOBO, 2017), publicada em 09 de agosto daquele ano, é um exemplo. Isso porque o MME anunciou que realizará dois leilões para contratar energia nova no final de 2017, incluindo renováveis como hidrelétrica, solar fotovoltaica, eólica, biomassa, além de fontes fósseis, como termelétricas a gás e a carvão.

O anúncio dos novos leilões foi bem recebido pelo setor de energias renováveis, mas há uma reclamação da indústria solar fotovoltaica. Isso porque, diferentemente de usinas de biomassa ou eólica, a solar não poderá participar concomitantemente dos dois leilões. A assessoria do MME informou que isso seria devido ao fato de que a fonte solar só é compatível com projetos de curto prazo, classificados como A-3 ou A-4 e, por isso, ficou de fora do segundo leilão, mas essa tese é contestada pelo setor. Segundo Rodrigo Sauaia, então presidente da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), a indústria já participou de contratações com prazo de cinco anos, como em um leilão A-5 em 2013; logo, poderia também participar de um A-6.

Por outro lado, promovendo uma retração no crescimento da fonte fotovoltaica, foi noticiado que “Leilão de Descontratação de Energia Elétrica arrecada R\$ 105,9 milhões”³³, veiculada no site da MME, que noticia ter a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) realizado, em 28/08/2017, o Mecanismo de Descontratação de Energia de Reserva, operacionalizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o qual é disciplinado pelo Decreto nº 9019/2017. Foram descontratados o montante de 557,4 MW de potência que seriam instalados em usinas contratadas como energia de reserva, sendo os recursos arrecadados em benefício da Conta de Energia de Reserva (CONER), revertidos aos usuários de Energia de Reserva. Os 9 empreendimentos de fonte solar fotovoltaica descontrataram 249,7 MW (MME, 2017) de potência instalada alcançando um ágio de 49,3% em relação ao prêmio mínimo. Previse-se que os 25 empreendimentos teriam seus contratos rescindidos por meio do Mecanismo de Descontratação de Energia de Reserva, de 2017, cumpridas as demais exigências do Edital aprovado pela Aneel.

2.3.5.2. Cenário atual do modal fotovoltaico

Devido aos custos de infraestrutura do país, a energia solar de geração fotovoltaica é a menos consumida entre as formas renováveis que compõem a matriz

elétrica nacional. Por isso, a representação de um número muito baixo considerando o alto potencial solar existente no país tropical.

No entanto, apesar dessa diminuta participação na matriz de geração elétrica, a presença do modal vem avançando num ritmo acelerado no âmbito nacional (PIERRO, 2017). A ANEEL, inclusive, projeta para 2024 mais de 800 mil residências no Brasil produzindo a própria energia elétrica por meio de fonte solar. No caso da microgeração, com potência instalada menor ou igual a 75 kW, havia, no primeiro trimestre de 2015, 556 sistemas de microgeração de energia solar instalados no país. Em agosto de 2017, esse número havia saltado para 12.977. A maioria desses sistemas concentra-se nos estados de Minas Gerais, São Paulo, Rio Grande do Sul e Paraná. Em 2018, a energia solar foi responsável por 63,5% da energia distribuída no Brasil, conforme dados do Balanço Energético Nacional (BEN) de 2019.

Aponta-se como um dos motivos do crescimento, as mudanças na legislação e a regulamentação do setor energético, consistente na Resolução Normativa nº ANEEL 482/2012, com as posteriores alterações referidas. Outro fator é que o preço dos sistemas fotovoltaicos caiu significativamente na última década, em parte devido à entrada da China no mercado fornecedor, sendo que o barateamento das placas pode favorecer a consolidação de mais empreendimentos no país, caso haja também políticas de incentivos mais fortes. Mesmo mais acessível, ainda se trata de uma tecnologia cara para o consumidor comum.

Finalmente, a participação do modal em leilões de energia no ambiente regulado, como exposto no item acima, propiciou que quantidades mais significativas da energia dessa fonte fossem agregadas à matriz. De fato, as fontes solares totalizaram, em leilões entre os anos de 2014 e 2019, 4412 MW de potência (VALOR ECONÔMICO, 2020).

2.3.5.3. Perspectivas e barreiras para a evolução do modal fotovoltaico

Como já mencionado no início deste capítulo, a CND do Brasil propõe ações especificamente voltadas ao aumento da participação das energias renováveis

³³

(além da energia hídrica) no fornecimento de energia elétrica.

Assim, busca o presente estudo analisar a tendência (ou não) de atingimento das metas brasileiras de desenvolvimento sustentável conforme o estabelecido no Acordo de Paris. E, para além do atingimento, as perspectivas gerais de expansão da fonte.

A partir da projeção do cenário atual, é possível identificar alguns gargalos para o desenvolvimento pleno da energia solar na matriz energética brasileira.

Um forte gargalo a ser considerado é a inexistência de um mecanismo regulatório claro, consistente e duradouro do modal solar, que permita fazer cálculos de longo prazo quanto ao seu custo, inclusive de utilização da rede de distribuição. Mudanças frequentes e casuísticas afetam a previsibilidade necessária aos investimentos, que são de longo prazo³⁴.

Outra dificuldade para o incremento do uso de painéis de geração solar fotovoltaica em unidades consumidoras, principalmente residenciais e comerciais de pequeno porte, consiste no alto investimento inicial associado à aquisição dos sistemas de geração— que gera, conseqüentemente, a falta de financiamento com juros baixos. Apesar de o BNDES oferecer linhas de financiamento para empreendimentos de maior porte, as dificuldades podem persistir no caso dos empreendimentos de pequeno porte e de pessoas físicas (NASCIMENTO, 2017). Saliente-se que o armazenamento de energia solar em baterias, para o uso durante a noite, também encarece os custos do sistema solar fotovoltaico.

Note-se que a instabilidade da economia e da política brasileiras também são gargalos notáveis para a evolução do modal solar no país. A economia brasileira ainda é bastante instável quando comparada com a de outros países, cujas condições incluem baixas taxas de juros e de inflação, assim como baixo risco de investimento, contrastados com as instáveis taxas de juros aplicadas no Brasil, desencorajando investimentos na energia solar no Sistema Interligado Nacional (SIN) (SALAMONI, 2009).

Além disso, os benefícios da isenção TUSM e TUSD na geração distribuída, que teve grande impacto no fomento da energia fotovoltaica, vem sofrendo crescente críticas quanto aos seus aspectos distributivos, pois é arcada na conta dos demais usuários da região onde os projetos são desenvolvidos³⁵. Mesmo assim, no entanto, aponta-se que, na ausência do incentivo, o retorno do investimento seria mais longo e poderia não compensar o tempo de vida útil dos painéis, o que constituiria uma barreira ao desenvolvimento dessas fontes alternativas (NASCIMENTO, 2017).

Finalmente, os gargalos de produção em dias nublados e no período da noite também devem ser considerados como um dos principais desafios da utilização em massa da energia solar. No horário de ponta (das 18h às 21h), o consumo de energia elétrica aumenta consideravelmente, o que leva as distribuidoras a cobrar um valor de tarifa mais elevado para reduzir o consumo das indústrias e evitar sobrecarga das redes de transmissão e distribuição. As soluções vão desde a criação de baterias para a estocagem da energia solar absorvida durante o dia e conectadas à rede elétrica para utilização nos horários de ponta, até laboratórios itinerantes de geração distribuída compartilhada, que poderão ser utilizados em locais remotos onde ainda não houver investimentos na rede.

Para a redução dessas barreiras, há possibilidades de atuação do Poder Público.

Em primeiro lugar, a definição de critérios claros sobre os pontos que alteram as condições de atuação, por exemplo, as condições de acesso à rede de distribuição superariam o gargalo da reduzida previsibilidade, identificado acima.

Para minimizar o problema de acesso a informações, a publicação de materiais com informações técnicas é outra possível ação do Poder Público, ampliando o uso do modal na geração distribuída.

Nesse sentido, é interessante notar que o MME disponibiliza um manual de boas práticas (MME, 2009) para garantir a qualidade em instalações de aquecimento, aproveitando-se da tecnologia renovável da energia

³⁴ Análise feita pelos entrevistados 11 e 5.

³⁵ Entrevistado 10.

solar. A boa prática se dividiria em algumas fases, sendo estas: 1) a verificação pré-instalação (rede hidráulica de água quente, telhado ou cobertura, sistema de circulação, componentes da instalação, verificação das ferramentas e itens de segurança, transporte e manuseio dos equipamentos); 2) o **check-list** de verificação pré-instalação; 3) a própria instalação; e 4) as verificações pós-instalação e entrega.

A garantia da utilização de boas práticas em uma instalação está ligada a três fatores fundamentais, quais sejam: a obediência às Normas Técnicas da ABNT de projeto e instalação (NBR 15569 e NBR 15345); a utilização de mão-de-obra qualificada; e o emprego de materiais de qualidade e normalizados.

Há também espaço de ação pelo Poder Público Municipal, apesar da competência privativa da União para legislar sobre energia. Os Municípios podem disciplinar o tema das construções sustentáveis, criar incentivos tributários na incidência do Imposto Predial e Territorial Urbano –IPTU, podem exigir a instalação de sistema de aquecimento solar quando contrata a construção de moradias populares e firmar convênios com as concessionárias dos serviços públicos de água, esgotos e energia.

Em cenários de crise e conseqüente redução da demanda, as definições governamentais sobre manutenção de incentivos se tornam fundamentais.

Capítulo 3. Impactos socioambientais da geração elétrica: Instrumentos do Direito Ambiental

3.1. Licenciamento e avaliação de impacto ambiental

A geração de energia sempre gera impactos, ainda que se trate das fontes alternativas, como a eólica, a solar e a biomassa, cuja ampliação da participação na matriz energética é recomendada para fins de mitigação das mudanças climáticas. Os demais modais, como a hidroenergia, termoenergia a partir de fontes fósseis e nuclear geram impactos significativos, que serão descritos brevemente abaixo. Este fato gera conflitos que podem ser chamados “conflitos internos” ao direito ambiental, pois conjuntos de objetivos inseridos dentro do fim mais amplo de proteção do meio ambiente podem conflitar em situações concretas. (SILVEIRA, 2020). Por exemplo, a instalação de uma usina solar ou eólica amplia as fontes de geração de baixa emissão. No entanto, conforme o local e as técnicas de construção adotadas, seus impactos ambientais e sociais podem ser de grande monta. Outro conflito interno importante no caso brasileiro refere-se à convicção, exposta nos Planos setoriais, de que a energia hidroelétrica é uma fonte limpa, devido às suas baixas emissões.

Existe um instrumento do direito ambiental voltado ao equacionamento de conflitos desse tipo, que é o licenciamento ambiental.

O licenciamento é um processo administrativo de avaliação e aprovação prévia previsto pela legislação para a instalação, operação e ampliação de atividades potencial ou efetivamente causadoras de degradação ambiental. Nesse procedimento, os órgãos ambientais do Sistema Nacional de Meio Ambiente (SISNAMA), cuja competência é definida com base na Lei Complementar nº 140/2011, avaliam as questões ambientais e sociais relativas a um projeto de empreendimento e endereçam as medidas cabíveis para evitar, mitigar ou compensar tais impactos, por meio das condicionantes ambientais. É importante que o rigor das exigências de licenciamento ambiental seja compatível com o efetivo grau poluidor e porte da atividade.

No âmbito do licenciamento realizam-se estudos para avaliação do impacto ambiental, que têm níveis diferenciados de profundidade e abrangência. Nesse sentido, o Estudo de Impacto Ambiental e seu respectivo Relatório de Impacto Ambiental (EIA-RIMA) é um estudo bastante complexo e abrangente. Para atividades de menor impacto, podem ser exigidos estudos mais simples, como o Relatório Ambiental Simplificado (RAS).

O EIA-RIMA é disciplinado pela Resolução CONAMA nº 01/1986. Sua elaboração envolve profissionais de diferentes setores e apresenta um diagnóstico detalhado da situação socioambiental de uma área e sua região, a partir do qual se confrontam as características de determinado projeto de empreendimento para que se possam prever os impactos possíveis que, uma vez analisados, ensejam propostas de medidas mitigatórias e compensatórias que devem ser adotadas em prol da manutenção da boa qualidade ambiental. O Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) apresenta de forma mais acessível e resumida os resultados do EIA, sendo destinado a um público mais amplo, conferindo efetividade à regra constitucional que determina a publicidade do EIA. O RIMA deve ser publicado em jornal de grande circulação e no diário oficial e, quando cabível, são realizadas audiências públicas para sua discussão. A Audiência Pública, prevista na Resolução CONAMA nº 01/86, é objeto da Resolução CONAMA nº 09/1987, e “tem por finalidade expor aos interessados o conteúdo do produto em análise e do seu referido RIMA, dirimindo dúvidas e recolhendo dos presentes as críticas e sugestões a res-

peito". O artigo 2º da Resolução nº 09/87 estabelece que o órgão ambiental promoverá a realização de Audiência Pública sempre que julgar necessário, ou quando for solicitado por entidade civil, pelo Ministério Público, ou por 50 (cinquenta) ou mais cidadãos.

Como regra geral, o procedimento aplicável ao licenciamento normalmente é trifásico: 1) obtenção da Licença Ambiental Prévia (LP), que aprova a localização e concepção do projeto, atestando sua viabilidade; 2) obtenção da Licença Ambiental de Instalação (LI), que autoriza a instalação do projeto em si; e 3) obtenção da Licença Ambiental de Operação (LO), que autoriza o início da operação da atividade.

Quanto aos estudos ambientais, a Resolução CONAMA nº 1/86 estabelece que as atividades causadoras de significativa alteração no meio ambiente demandam prévia elaboração de Estudo de Impacto Ambiental e respectivo Relatório (EIA/RIMA). Dentre elas, constam as *"usinas de geração de eletricidade, qualquer que seja a fonte de energia primária, acima de 10 MW"*.

O processo de licenciamento de grandes obras pode se estender no tempo, devido à complexidade das informações apresentadas; que resultam em pedidos de esclarecimentos e novas informações pelos órgãos ambientais. Além disso, muitas vezes, algumas de suas etapas são objeto de judicialização. Por exemplo, a realização de audiência pública, quando distante de parte dos grupos afetados ou em horário inconveniente; ou o descumprimento de condicionantes de etapas anteriores do licenciamento.

No caso de grandes empreendimentos de infraestrutura, que incluem a implantação de grandes hidrelétricas, o licenciamento se tornou grande palco de conflitos que abrangem, algumas vezes, não só aqueles específicos aos empreendimentos em questão, mas decisões mais amplas e anteriores sobre a política setorial, tomadas com déficit de *accountability* e de representação de interesses, que vêm a eclodir no licenciamento de obras específicas. Na falta dessas discussões prévias, o seu licenciamento deu ensejo a uma judicialização intensa, cujos resultados não agradaram nem os empreendedores nem os setores contrários às obras. Daí discussões como a avaliação ambiental de planos, projetos e progra-

mas, que permitiria a análise de impactos ambientais na consideração de alternativas na formulação de políticas públicas (NUSDEO, 2018).

Com frequência, empreendedores se queixam da falta de previsibilidade e insegurança quanto ao processo de licenciamento ambiental³⁶.

Nesse sentido, para analisar a relação entre o desenvolvimento e cenário dos modais de energia o projeto analisou especificamente a questão de seu licenciamento ambiental, a partir das questões:

- a) A legislação ambiental cria procedimentos específicos, simplificados ou não, para licenciamento de certas fontes de energia que deseje incentivar (as alternativas, por exemplo);
- b) Como, em casos concretos, os conflitos socioambientais se manifestam e são equacionados no âmbito de processos específicos de licenciamento? Essa pergunta é analisada por meio de estudos de casos específicos, de licenciamento de um projeto de cada modal.

3.1.1 Procedimento simplificado para licenciamento de fontes de energia

Em certas situações, os órgãos ambientais competentes para o licenciamento, estabelecem normas específicas dispendo sobre procedimento simplificado para certos modais. Essa iniciativa tem por objetivo facilitar o licenciamento de empreendimentos de menor porte ou de modais considerados menos impactantes como o eólico e solar.

Nesse sentido, a Resolução CONAMA nº 279/2001, estabelece o procedimento de licenciamento ambiental simplificado para empreendimentos elétricos com pequeno potencial de impacto ambiental. Ela foi publicada no ano de 2001, durante a crise do apagão, e expressamente a menciona na sua fundamentação ao declarar "Considerando a crise de energia elétrica e a necessidade de atender a celeridade estabelecida pela Medida Provisória no 2.152-2, de 2001".

³⁶ Entrevistadas 4 e 8.

A Resolução define o procedimento simplificado que consiste na apresentação, pelo empreendedor, de Relatório Ambiental Simplificado (RAS), nos moldes de modelo do Anexo à Resolução juntamente com a solicitação de licença ambiental.

São elegíveis ao procedimento os empreendimentos de impacto ambiental de pequeno porte de geração de energia hidroelétrica, termoelétrica, eólica e proveniente de outras fontes e, ainda, sistemas de transmissão (linhas e subestações). A Resolução atribui ao órgão licenciador a competência para decidir sobre o enquadramento na categoria de impacto de pequeno porte após análise do RAS, justificando esse dispositivo na dificuldade de definição do impacto ambiental de pequeno porte nas diversidades e peculiaridades regionais e, ainda, complexidade de avaliação dos efeitos sobre o meio ambiente decorrentes da implantação de projetos de energia elétrica.

Percebe-se, com essa atribuição de competência ao órgão licenciador, uma tentativa de equacionar o interesse da política energética na aprovação mais célere do licenciamento de novos empreendimentos de geração e distribuição elétrica com a necessidade de adequada análise dos seus impactos ambientais.

Sendo o tratamento da Resolução nº 279/2001 bastante geral e deixando a definição sobre sua aplicabilidade ao órgão licenciador, a previsibilidade e a segurança jurídica almejada pelos empreendedores demandou a edição de normas específicas aos diferentes modais.

Tendo em vista o interesse do presente trabalho com relação ao fomento das energias renováveis alternativas à energia hidroelétrica, destaca-se aqui normas específicas sobre o licenciamento simplificado de geração de energia eólica e fotovoltaica.

O Conselho Nacional do Meio ambiente, CONAMA, editou a Resolução nº 462/2014 estabelecendo procedimento simplificado, que dispensa EIA-RIMA, para empreendimentos considerados de baixo impacto. O enquadramento quanto ao baixo impacto ambiental dos empreendimentos cabe ao órgão licenciador, considerando o porte, a localização e o baixo potencial poluidor da atividade.

A Resolução ressalva a impossibilidade de caracterização como de baixo impacto e a dispensa de EIA-RIMA para casos cujos impactos se deem, por exemplo, em formações dunares, mangues e demais áreas úmidas; no bioma Mata Atlântica e impliquem corte e supressão de vegetação primária e secundária no estágio avançado de regeneração; em áreas regulares de rota, pousio, descanso, alimentação e reprodução de aves migratórias; em locais onde possam gerar impactos socioculturais diretos que impliquem inviabilização de comunidades ou sua completa remoção; e em zonas onde existam espécies em extinção ou de endemismo restrito.

O procedimento simplificado consiste na possibilidade de realização de relatórios simplificados quanto aos impactos ambientais do empreendimento e de emissão conjunta da licença de instalação e da licença prévia, ressaltando o cumprimento de suas condicionantes para a emissão da licença de operação.

No caso da energia fotovoltaica, inexistente norma federal geral específica para o licenciamento de empreendimentos. No entanto, a competência para o seu licenciamento, de acordo com as regras da Lei Complementar nº 140/2011 é predominantemente estadual. Assim, há iniciativas de regulamentação do licenciamento ambiental de projetos de geração de energia solar por governos estaduais³⁷.

A Resolução da Secretaria do Meio ambiente (SMA) nº 74, de 04 de agosto de 2017, do Estado de São Paulo, dispõe sobre o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica por fonte solar fotovoltaica. Em seus considerandos, refere-se à implementação da Agenda 2030 da ONU para o Desenvolvimento Sustentável, que inclui o aumento significativo da participação das energias renováveis na matriz energética global, bem como o Acordo de Paris, no qual o Brasil se comprometeu a *expandir o uso de fontes renováveis, além da energia hídrica, na matriz total de energia para uma participação de 28% a 33% até 2030*".

A Resolução estabelece as categorias, critérios e exigências do licenciamento ambiental de acordo com

³⁷ Por exemplo dos Estados do Paraná (Portaria IAP nº 19/2017), Goiás (Portaria SECIMA nº 036/2017), de São Paulo (Resolução SMA nº 74/2017) e da Bahia (Resolução CEPRAM nº 4.327/13)

a potência instalada prevista e com a complexidade dos impactos socioambientais dos empreendimentos de geração de energia solar fotovoltaica.

Para cada categoria, é previsto um tipo de procedimento e estudo de impacto ambiental, com diferente grau de complexidade. Assim, empreendimentos com capacidade de geração maior que 90 MW devem apresentar Relatório Ambiental Preliminar (RAP); empreendimentos de capacidade maior que 5MW e menor que 90 MW podem apresentar Estudo Ambiental Simplificado (EAS) e, finalmente, para empreendimentos de até 5MW, incluindo micro e minigeração distribuída, exige apenas a autorização para supressão da vegetação nativa ou para instalação em áreas de manancial. A Resolução não especifica se o licenciamento dá-se em etapa única, embora seja possível deduzir que sim.

Há outros critérios que podem determinar um procedimento de licenciamento ambiental “mais restritivo”, tais como a intervenção do projeto em áreas ambientalmente protegidas, a necessidade de supressão de vegetação em área de preservação permanente; ou unidades de conservação de proteção integral e suas zonas de amortecimento; áreas de interesse científico, histórico, arqueológico ou espeleológico, ou ainda em áreas de manifestações culturais ou etnológicas da comunidade, definidas em lei especial, ou que ensejem a necessidade de realocação da população.

A Resolução submete ao procedimento de licenciamento toda a infraestrutura associada à atividade de geração e estabelece que será considerado o conjunto das unidades ou centrais geradoras, quando se tratar de projeto de instalação sequencial ou modular; mesmo no caso de licenças separadas.

3.2. Impactos socioambientais e estudos de caso de licenciamento de modais

3.2.1. Sobre o modal hidrelétrico

3.2.1.1. Principais impactos socioambientais do modal hidrelétrico

O modal hidrelétrico passa por um período de desconstrução de suas qualidades enquanto fonte de energia renovável. O entendimento do modal enquanto gerador de energia barata, de pouca emissão de poluentes, dependente apenas de volume hídrico e desnível topográfico, é paralelo ao reconhecimento das perdas, como de terras cultiváveis e biodiversidade de largas áreas; deslocamento de populações; um possível acréscimo na emissão de gases de efeito estufa se a vegetação da área de inundação não for retirada; no desequilíbrio do regime hídrico local. Mesmo as pequenas centrais hidrelétricas, de menor escala tanto em geração energética quanto de impacto socioambiental, afetam localmente a biodiversidade e vida humana (GALBIATI, 2020).

Especialistas apontam que o barramento de um determinado rio altera toda a sua dinâmica e funções, afetando desde a composição do seu leito até a composição biológica de espécies que habitavam aquele ecossistema. As Pequenas Centrais Hidrelétricas, objeto de políticas de incentivo governamental, também podem causar esses impactos quando várias usinas são implantadas no mesmo rio, o que acarreta a necessidade de uma avaliação conjunta dos seus efeitos³⁸.

Nesse sentido, Philip M. Fearnside (FEARNSIDE, 2011) demonstra que, de acordo com o relatório do Painel Intergovernamental de Mudanças do Clima (IPCC) do ano de 2010, Hidrelétricas emitem metano, um gás de efeito estufa com 25 vezes mais impacto sobre o aquecimento global por tonelada de gás do que o gás carbônico, enquanto que, Shindell (2009, p. 716-718) afirma que estudos mais recentes, que incluem efeitos indiretos não incluídos no valor do IPCC, indicam um impacto equivalente a 34 vezes o de CO₂.

³⁸ Entrevistado 9.

A implantação de grandes empreendimentos afeta fortemente as populações locais, em qualquer região. Como resposta parcial a essa situação, foi editado o Decreto nº 7.342/2010 que institui o cadastro socioeconômico para identificação, qualificação e registro público da população atingida por empreendimentos de geração de energia hidrelétrica e criou o comitê internacional de cadastramento socioeconômico, no âmbito do Ministério de Minas e Energia.

No caso brasileiro, devido à expansão dos projetos de grandes usinas na região amazônica, esses impactos socioambientais são potencializados por afetar os extensos serviços ecossistêmicos prestados na região e pela forte relação de sua população com o meio natural.

Como explica Célio Bermann:

“Na área das barragens ocorreram diversos problemas de saúde pública, como o aumento de doenças de natureza endêmica, o comprometimento da qualidade da água nos reservatórios, afetando atividades como pesca e agricultura; e, problemas de segurança das populações, com o aumento dos riscos de inundação abaixo dos reservatórios, decorrentes de problemas de operação. Ainda, grandes quantidades de terras cultiváveis ficaram submersas e, em muitos casos, a perda da biodiversidade foi irreversível” (BERMANN, 2007).

A maior variabilidade no fornecimento elétrico, frente ao impacto das mudanças climáticas no regime de chuvas como um todo, também torna a matriz hidrelétrica menos atrativa do que matrizes de popularidade mais recente, como eólica e solar, ou mesmo fontes termelétricas, mais poluentes (INPE, 2017).

Ainda assim, sua participação no Balanço Energético Nacional (BEN) de 2019, ano-base 2018 (EPE, 2019) é de 388.971 GWh em 601.396 GWh totais gerados no País, ou seja, 64,68%.

3.2.1.2. Licenciamento da UHE São Manoel

A Usina Hidrelétrica de São Manoel foi escolhida através de um corte temporal feito na presente pesquisa, que seria sobre obras que se enquadrem no Programa

de Aceleração do Crescimento (PAC). Tal programa de investimentos foi vigente a partir de 2006. Nisso, o leque de escolhas foi diminuído. São Manoel foi escolhida por ser uma obra que apresenta os mesmos problemas e qualidades registrados em uma usina comum, como os impactos ambientais e sociais.

Pelo fato de ser uma usina nova, é aplicada uma tecnologia mais recente, chamada regime de fio d'água, de menor impacto ambiental.

O processo de licenciamento da UHE São Manoel foi iniciado em 2007. Porém, ficou parado até o ano de 2013. Em 2014, o então ministro de Minas e Energia Edison Lobão assinou o Contrato de Concessão para exploração do potencial hidrelétrico da UHE São Manoel, localizada na divisa dos estados do Pará e do Mato Grosso, no Rio Teles Pires, mais especificamente pegando uma extensa área dos municípios de Jacareacanga (PA), Paranaíta (MT) e Apiacás (MT), com o investimento previsto de R\$3.969.030.000,00. As obras tiveram início em julho de 2014. Sua operação começou em 2018.

Por apresentar a tecnologia “fio d'água”, dispõe de reservatório em dimensões menores do que poderia ter - no caso, 66 km², com nível máximo de 166 m e o volume máximo de água de 577,22 hm³. Sua capacidade instalada é de 700 MW, podendo atender uma população de 2,5 milhões de pessoas. A usina tem uma linha de transmissão de 40 KM e extensão da barragem. O órgão responsável pela concessão da geração é o Ministério de Minas e Energia (MME) e a competência para seu licenciamento é atribuída ao Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). Sua licença prévia (LP) foi concedida pelo IBAMA em novembro de 2013; sua licença de instalação (LI), concedida em agosto de 2014. A licença de operação (LO) foi envolta em polêmicas e processos judiciais, tendo sido expedida pelo IBAMA em setembro de 2017, mas com liberação para operação completa pela ANEEL apenas em 19 de janeiro de 2018 (AGÊNCIA BRASIL, 2018).

De acordo com o projeto, é proposto que a geração da usina ocorra de acordo com o comportamento natural do rio: maior geração nas épocas da cheia e menor geração na estação seca. A área de influência direta (AID) é formada pelas áreas vizinhas ao empre-

endimento, que foram ocupadas pelas obras, suas infra-estruturas de apoio e pela represa. É essa área que sofre diretamente os impactos causados pela construção e operação do empreendimento. No caso da UHE São Manoel, para o meio físico e os ecossistemas terrestres, a AID compreendeu uma faixa com largura média de 1 km em volta da represa, além das áreas de acesso, do canteiro de obras e do alojamento. Para os ecossistemas aquáticos, acrescentou-se o trecho de 12 km do rio Teles Pires que vai do local da barragem até a foz do rio São Benedito (EPE, 2011).

A UHE São Manoel não interfere diretamente em terras indígenas, isto é, não inunda terras atualmente demarcadas ou declaradas pela Funai. O empreendimento se situa, porém, a menos de 2 km do limite declarado da TI Kayabi e a cerca de 54 km da aldeia Kururuzinho, a principal dessa comunidade indígena. Por isso, e também pela existência da TI Munduruku, aproximadamente 150 KM rio abaixo, e de indícios da presença de índios isolados (TI Pontal dos Apiaká), foi realizado o Estudo do Componente Indígena da UHE São Manoel (EPE, 2011).

Para construir a usina, foi necessário desviar o rio no local onde foi construída a barragem, fazendo-o passar, temporariamente, por um caminho mais estreito, ao lado da barragem. Nessa situação, a velocidade da água aumenta nesse trecho. Para encher a represa, uma parte da água do rio foi represada temporariamente. Nesse período, a quantidade de água rio abaixo, depois da barragem, diminuiu, até chegar à altura necessária para operação da usina. Essas situações significam alteração nas vazões do rio Teles Pires e nos seus níveis d'água e de seus afluentes nos trechos diretamente afetados pela represa. Trata-se de um impacto negativo (EPE, 2011).

A alteração na quantidade de água que passa pelo rio Teles Pires foi mais intensa durante o enchimento da represa, mas esse impacto seria temporário. A alteração do nível d'água dos rios situados acima da barragem é definitiva, mas apenas nos trechos diretamente afetados pela represa. O controle e o monitoramento dos efeitos desse impacto deverão ser feitos com ações do programa de monitoramento hidrossedimentológico, ações consideradas eficazes, pelo EIA-RIMA, para redução dos efeitos do impacto. Após a formação da represa,

a água pode penetrar no solo e deixá-lo menos firme. É possível que ocorra desmoronamento de margens em alguns pontos em torno da represa (EPE, 2011).

Abaixo da usina, as margens do rio Teles Pires podem ficar instáveis no curto trecho entre a barragem e a foz do rio Apiacás e sofrerem erosão. Mais adiante, o rio fica mais largo e plano, as margens são mais baixas e a velocidade da água é menor. Essas características não criam condições para desmoronamentos. Trata-se de impacto negativo. Os efeitos desse impacto seriam reduzidos com as ações previstas no plano ambiental para construção e no programa de monitoramento da estabilidade das encostas marginais. Essas ações foram consideradas de média eficácia para redução dos efeitos do impacto. Ações do programa de monitoramento hidrossedimentológico contribuirão para controlar e reduzir os efeitos desse impacto (EPE, 2011).

Para a instalação do canteiro de obras e do alojamento e, depois, para o enchimento da represa, foi necessário desmatar uma área de aproximadamente 4.800 hectares. Essas matas estavam nas margens do rio Teles Pires e dos afluentes afetados pela represa. A supressão de vegetação seria feita de acordo com o que foi detalhado no programa de desmatamento e limpeza da represa e das áreas associadas à implantação do empreendimento. Especificamente, as áreas do canteiro de obras e do alojamento serão recuperadas após concluída a obra, pelas ações previstas no programa de recomposição florestal. A supressão de vegetação da área da represa provoca, contudo, um impacto permanente e irreversível. Como compensação, está previsto o programa de compensação ambiental relacionado à criação ou manutenção de uma unidade de conservação. Além disso, será implantada uma área de preservação permanente com mais de 4000 hectares (EPE, 2011).

A retirada de vegetação para construir as infra-estruturas de apoio às obras da UHE São Manoel e o alagamento de terras para a formação da represa reduziram o habitat de várias espécies de animais, principalmente daquelas que vivem nas florestas das margens dos rios. Isso provocaria a fuga dos animais para outros locais, o que poderá aumentar a competição por alimentos e abrigo. Para reduzir os efeitos desse impacto, haverá

ações específicas no programa de resgate e salvamento científico da fauna e no programa de recomposição florestal. Essas ações foram consideradas de média eficácia para redução dos efeitos desse impacto. Além disso, as mudanças no comportamento dos animais seriam acompanhadas por ações previstas nos programas de monitoramento da fauna. (EPE, 2011)

A maioria dos peixes que vive no Teles Pires, no trecho da UHE São Manoel, é característica de ambientes onde existem corredeiras e a velocidade da água é alta. A formação da represa modificará este ambiente, com a diminuição da velocidade da água e o alagamento das corredeiras, que deixarão de existir. Assim, os peixes próprios de locais com águas mais agitadas buscarão novas áreas rio acima. Na represa, os peixes que mais se desenvolverão serão aqueles que também se adaptam a ambientes de águas mais calmas, como o tucunaré, a piranha-preta e a pescada. Esse impacto é de natureza negativa, ocorrerá logo após o enchimento da represa e se estenderá ao longo da operação da usina. Seus efeitos serão sentidos na região inundada em um trecho de 40 KM do rio Teles Pires. Para amenizar os efeitos desse impacto, foi proposto o programa de monitoramento da ictiofauna na represa. Assim, poderão ser avaliadas alternativas para a conservação das espécies de peixes do Teles Pires. Essas ações foram consideradas de média eficácia para redução dos efeitos do impacto. (EPE, 2011)

Os impactos sociais acabam causando reações dos atingidos que moram na região, como no caso dos Índios da etnia Munduruku, que ocuparam o canteiro de obras da Usina Hidrelétrica São Manoel no dia 16 de julho de 2017. O direito à consulta pública prévia aos indígenas foi reconhecido após deferimento, pela Primeira Vara em Mato Grosso da Justiça Federal da Primeira Região, de uma Ação Civil Pública movida pelo Ministério Público Federal em nome dos povos Munduruku, Apiaká e Kayabi, que contestavam o desrespeito a regiões sagradas e a falta de acesso, pela construção da usina, a urnas mortuárias de seus antepassados. Houve também uma cobrança por parte desses povos originários pela demarcação da Terra Indígena Sawré Muyubu (CIMI, 2018).

3.2.2. Sobre o modal termelétrico

3.2.2.1. Principais impactos socioambientais do modal termelétrico

As usinas termelétricas, como categoria, causam severos impactos socioambientais em suas áreas de implantação. Há consequências diretas no meio ambiente através da poluição do ar, água e solo, além do fato de que a população fica mais sujeita a problemas respiratórios, acidentes e impedida de exercer certas atividades, como, por exemplo, a pesca.

Entre os combustíveis comuns ao modal termelétrico, o que causa os maiores impactos socioambientais é o carvão, devido ao duplo impacto atrelado à extração, além da considerável quantidade de poluentes em virtude da queima. Em seguida está o petróleo, ligado principalmente à emissão de gases e ao risco de derramamentos. O gás natural e a biomassa são modalidades de termelétrica que causam os menores impactos socioambientais no todo.

Por outro lado, há fatores positivos para o desenvolvimento de projetos de geração de energia pela matriz termelétrica, como a maior resiliência e estabilidade no fornecimento ao sistema elétrico (INPE, 2017). O modal de biomassa é contemplado dentre os projetos possíveis de financiamento pelo PROINFA, encarado como um produtor de energia renovável.

O estudo a respeito dos impactos socioambientais das usinas termelétricas mostra-se um trabalho denso e repleto de peculiaridades e, considerando isso, abordar-se-á cada modalidade baseada em hidrocarbonetos - petróleo, carvão mineral e gás natural -, para se alcançar uma visão sistêmica sobre os impactos do modal em sua perspectiva não-renovável, de maior participação no País.

No que toca às usinas termelétricas que utilizam o carvão mineral, os maiores impactos estão relacionados à mineração, tendo em vista que afeta diretamente os recursos hídricos, solo e relevo das áreas envolvidas. A emissão de óxido de enxofre, óxido de nitrogênio e monóxido de carbono é resultado da abertura de poços para a mineração a partir do emprego de máquinas

pesadas, como escarificadores e retroescavadeiras. Ademais, o processo de drenagem das minas faz com que o bombeamento de uma grande quantidade de água sulfurosa provoque a redução do pH do ambiente, além de elevar a concentração de sulfato e ferro. A fase de beneficiamento do carvão extraído gera resíduos líquidos e sólidos, pirita e folhelho, por exemplo, que, em grande parte dos casos, são descartados diretamente nos rios, atingindo bacias hidrográficas (INSERIR FONTES). Os resíduos jogados no solo penetram os lençóis freáticos por meio das águas pluviais ou lixiviação. Também é importante destacar que os trabalhadores das minas de carvão sofrem com problemas respiratórios ligados à poeira emanada desses lugares, como a asma, bronquite, pneumoconiose e enfisema pulmonar. Ainda, os efeitos da mineração afetam as populações adjacentes na medida em que diminuem a população de peixes nos rios e tornam inabitáveis grandes perímetros de terras cultiváveis (GONÇALVES, 2008).

Além dos efeitos relacionados à mineração, vale ressaltar que a queima do carvão nas termelétricas emite gases poluentes, como dióxido de enxofre e óxidos de nitrogênio, diretamente relacionados a problemas de saúde e o fenômeno da chuva ácida, que provoca a acidificação da água e do solo.

Em relação ao território brasileiro, a região sul é a que mais apresenta problemas socioambientais relacionados ao carvão, tendo em vista que é nesta área que está concentrada grande parte das minas de carvão. Siderópolis e Criciúma, localizadas no estado de Santa Catarina, ilustram bem este quadro na medida em que há acalorada discussão a respeito do uso de terras agricultáveis e os problemas de saúde intrínsecos à extração.

No tocante aos impactos socioambientais das termelétricas que geram energia a partir da queima de derivados do petróleo, ressalta-se a emissão de gases de efeito estufa, como o dióxido de carbono, óxido nitroso e metano. De modo geral, estes são os principais vilões no aumento precoce da temperatura média global.

Também merece destaque a emissão do poluente denominado “material particulado”, constituído por partículas em suspensão na queima do petróleo, além de dióxido de enxofre. Juntos estes materiais causam

severos prejuízos à saúde humana, como alergias, problemas respiratórios e até mesmo lesões degenerativas nos órgãos. Não obstante, vale dizer que as novas tecnologias possibilitam a redução significativa deste material particulado, tais como ciclones e precipitadores eletrostáticos combinados com filtros cerâmicos eficientes, apesar destes equipamentos significarem um acréscimo considerável do capital investido na termelétrica.

Por sua destacada participação na matriz energética brasileira, o gás natural merece um estudo mais aprofundado no que concerne aos seus impactos ambientais e o cumprimento dos compromissos assumidos pelo país. Vale salientar que, se comparado ao carvão mineral e petróleo, o gás natural é um composto menos agressivo ao meio ambiente e, neste sentido, a entrevistada 4 destaca a prevalência do gás natural “sobretudo pela emissão do CO_2 , que é emitido bastante pelo carvão ou derivados de petróleo. Já o CH_4 , que é o metano, do gás natural, emite menos CO_2 . Qual a diferença? O petróleo e o carvão, quando queimam, emitem vinte e uma vezes mais do que a queima do gás natural, é esse o motivo”.

Não obstante, o gás natural também é responsável por uma série de impactos. Em um primeiro momento, ressalta-se a elevada quantidade de água que a termelétrica necessita em virtude do sistema de resfriamento. O volume de água captado por uma usina consegue atender à demanda de uma cidade com aproximadamente cinquenta mil habitantes e, considerando a crise hídrica no estado de São Paulo na última década, o tema é constantemente objeto de discussão.

Outro ponto que merece destaque é o despejo de efluentes e da própria água captada com temperatura acima do normal, que pode causar desequilíbrio ecológico nos rios e afluentes, afetando a fauna, flora e a população que vive nos arredores.

Tratando de poluentes atmosféricos, os principais vilões são os óxidos de nitrogênio. O dióxido de nitrogênio (NO_2) é componente do fenômeno conhecido como *smog* – ou seja, os gases lançados se acumulam ao nível do solo e também tendem a subir e formar uma densa neblina. Isto causa sérios danos à saúde do ser humano, precisamente ao aparelho respiratório com o

surgimento de irritação constante na garganta e narinas. A paisagem vegetal também é afetada pelo *smog*, tendo em vista que a poluição se acumula na vegetação e atrapalha, inclusive, a fotossíntese. Outro poluente é o óxido nítrico (N_2O), que está ligado à redução da camada de ozônio e também é gás causador do efeito estufa.

3.2.2.2. Licenciamento do Projeto Verde Atlântico Energias

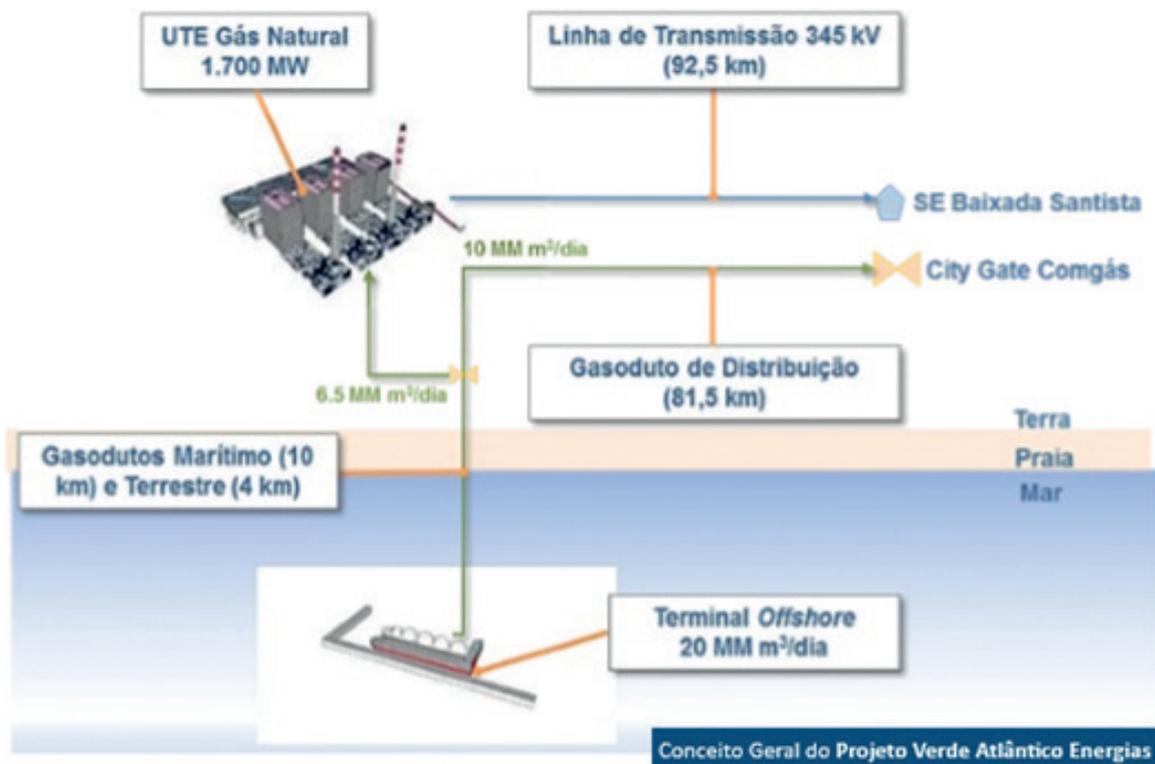
De plano, é importante destacar que a escolha do Projeto Verde Atlântico Energias como base de estudo para o trabalho se deve ao fato de que está sendo objeto de intensa discussão por diversos setores da sociedade, tendo em vista que está localizado em uma área populosa do Estado de São Paulo, repleta de reservas florestais e, ainda, abarca um terminal offshore que também traz consequências para o litoral.

De acordo com o Relatório de Impacto Ambiental – RIMA (GAS TRADING E TETRA TECH, 2015), o Projeto Verde Atlântico Energias abrange as cidades paulistas de Peruíbe, Itanhaém, Mongaguá, Praia Grande, São Vicente e Cubatão, onde prevê a construção de uma termelétrica a gás natural de terminal *offshore* de recebimento de gás. Referido terminal deve receber o gás liquefeito através de navios supridores e será transferido para outro navio dotado de sistemas de regaseificação.

Em relação à capacidade, previa o projeto que a UTE disporia de 1.700 MW, com a transmissão da energia produzida por meio de uma linha de transmissão de 345 kV e com 92,5 km de traçado até a Subestação Baixada Santista, que conectará ao Sistema Interligado Nacional.

De forma esquemática, o Projeto Verde Atlântico Energias ficaria construído da seguinte maneira:

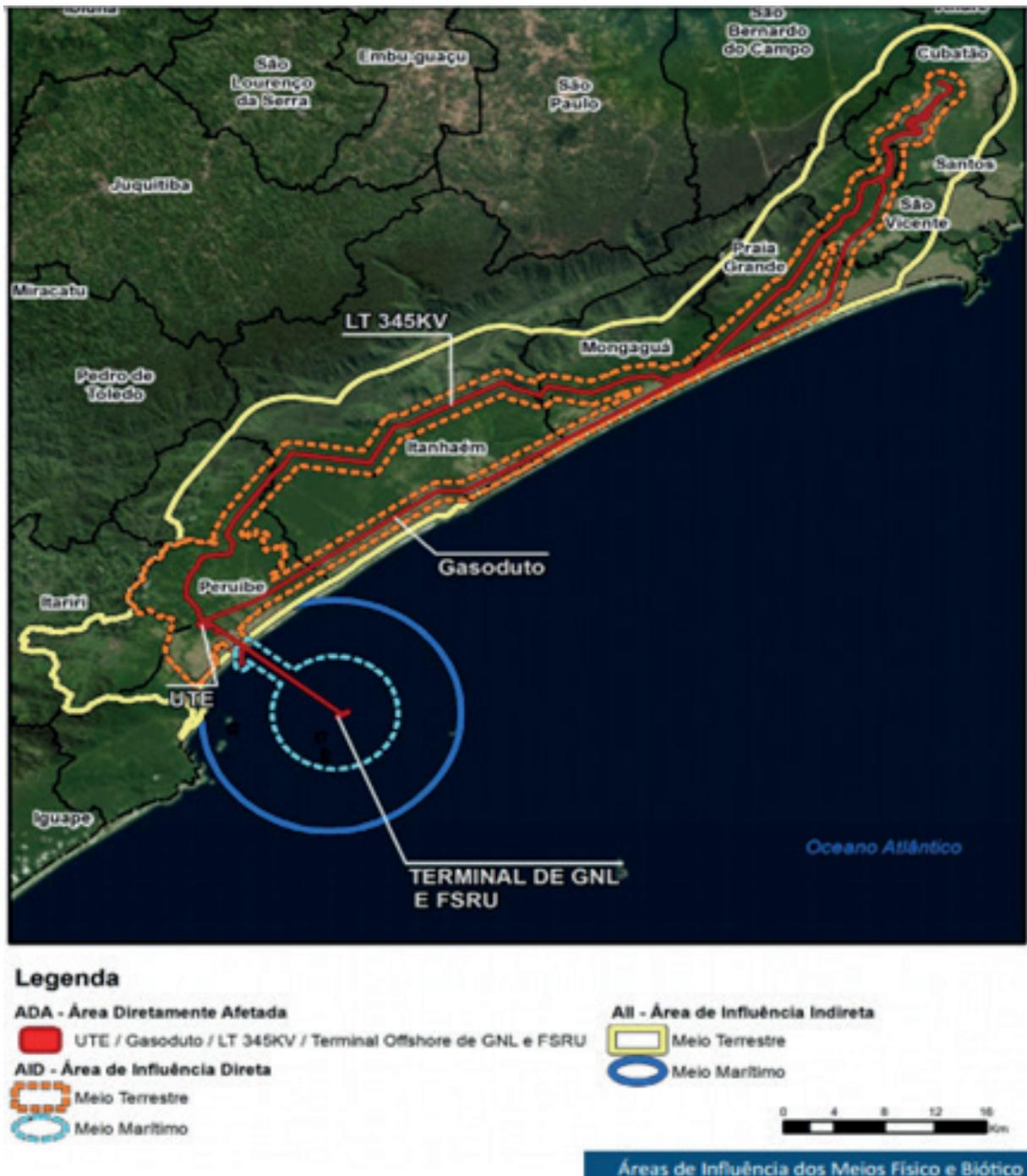
Figura 8: O conceito do projeto Verde Atlântico Energias



Fonte: Relatório de Impacto Ambiental - RIMA - Projeto Verde Atlântico

Do ponto de vista dos impactos socioambientais, o relatório, primeiro, traça um mapa indicando as áreas sujeitas às mudanças, com linhas de intensidade decrescente de acordo com o distanciamento da UTE, terminal ou gasoduto (Área Diretamente Afetada 'ADA', Área de Influência Direta 'AID' e Área de Influência Indireta 'All').

Figura 9: Áreas de influência direta e indireta do Projeto Verde Atlântico Energias



Fonte: Relatório de Impacto Ambiental - RIMA - Projeto Verde Atlântico Energias. 2017.

Considerando este quadro, analisar-se-á os impactos socioambientais. Em um primeiro momento, será nítida a alteração na qualidade da água tanto na porção continental como marítima. A primeira está relacionada principalmente com as atividades de terraplenagem necessárias para a implantação da UTE, além da operação do canteiro de obras e oficinas que geram efluentes. Estas atividades causam o desenvolvimento de processos erosivos e o carreamento de sedimentos para os corpos hídricos. Não obstante, salienta-se que este impacto estará presente apenas na fase de implantação e poderá ser sanado a médio prazo e, neste sentido, o relatório indica a necessidade de um Programa de Monitoramento da Qualidade das Águas e Sedimentos, assim como medidas de controle previstas no Programa de Controle de Processos Erosivos e Assoreamento.

No que toca à porção marítima, a alteração na qualidade da água está ligada às obras de implantação do terminal offshore, que inclui o quebra-mar e o trecho marítimo. Espera-se que os efeitos fiquem restritos à área de influência direta, porém, de imediato, pode influenciar perímetros maiores. Os efeitos são reversíveis e mitigáveis, pois um reduzido volume de material será dragado, classificando o fenômeno de magnitude média. Assim como no tópico anterior, programas de acompanhamento também são recomendados para a porção marítima.

A população também sofrerá com os impactos, principalmente através da poluição do ar, solo, água e sonora na fase de implantação do projeto. Isto está relacionado com a operação do canteiro de obras central, áreas de apoio e caminhos de serviço no terreno da UTE, de forma a gerar impactos nas esferas citadas acima. Apesar destes fatores, trata-se de um impacto reversível e que não passará da área de influência direta; a qualidade de vida dos moradores pode ser melhorada por meio da mitigação destes atos, como operação no período diurno, regulagem de motores e acompanhamento frequente.

Um setor da sociedade será afetado de modo mais severo. Trata-se do grupo de pessoas que vivem a partir da atividade pesqueira, pois, durante a fase de implantação, a circulação de barcos e as áreas de pesca

serão restringidas pelas obras do terminal. Já na fase de operação, o fluxo constante dos navios empregados para o transporte de gás afetará um trecho estimado de 10 quilômetros, o que, de acordo com os especialistas, é impacto de baixa magnitude. Como alternativa, sugeriu-se no RIMA o desenvolvimento do Programa de Compensação da Atividade Pesqueira que deverá trabalhar em conjunto com o Programa de Comunicação Social Integrado. Estes programas têm o objetivo de orientar os pescadores quanto às restrições das áreas de pesca, de forma a evitar conflitos, garantir a segurança dos pescadores e, por fim, instituir mecanismos de valorização da pesca e dos pescadores, através da capacitação e implantação de infraestrutura.

A alteração na qualidade do ar está relacionada à fase de operação da usina, uma vez que gerará 1.700 MW de energia elétrica a partir da queima do gás natural. Substâncias como material particulado, óxidos de nitrogênio, óxidos de enxofre, monóxido de carbono e compostos orgânicos serão lançados ao ar da região de modo permanente e excederão a área de influência direta. Não obstante, o relatório conclui que as contribuições máximas dos poluentes da UTE na área de estudo encontram-se enquadrados nas legislações vigentes e que a concentração máxima se localiza a uma distância de 4,6 km da UTE.

Também se constata leve interferência em processos minerários durante a implantação do projeto, pois há um total de 38 processos minerários ativos na área. Trata-se de um impacto irreversível vez que a área só poderá ser liberada após o encerramento da atividade da UTE. No entanto, é mitigável por existir a possibilidade de negociação entre as partes envolvidas e, ainda, localiza-se ao longo da faixa de domínio da SP-055, classificando o tema como de baixo impacto.

O risco de acidentes é outro ponto de atenção, porque, apesar da implantação de medidas de segurança e emergenciais, a volatilidade do material é elevada e a região do presente caso é sensível, uma vez que a baía de santista é populosa e está em uma área de mata atlântica próxima ao mar. Desta forma, classificou-se como de alta magnitude e significância o risco de acidentes.

A perturbação e afastamento de fauna terrestre representa matéria sensível na fase de implantação do empreendimento, pois se trata de um bioma que já sofreu muita interferência humana e, apesar de não ser afetada teoricamente na fase de operação, os danos causados na primeira parte são irreversíveis. Neste sentido, na tentativa de minimizar estes efeitos, o relatório pontua a necessidade de reduzir, na medida do possível, a emissão de ruído e garantir que a supressão de cobertura vegetal fique restrita exclusivamente à área necessária para implantação do projeto.

Nesta mesma linha, merece destaque o tema da cobertura vegetal: há previsão de atividades de supressão da vegetação nativa - Bioma Mata Atlântica - exclusivamente na área afetada, abrangendo fisionomias das formações ombrófilas (Floresta Ombrófila Densa Submontana), formações com influência marinha (restingas, arbustivas, praias, dunas e mangue e árvores isoladas). Os efeitos da perda da cobertura vegetal foram classificados como de natureza negativa, incidência direta, duração permanente e não mitigável, tendo em vista que o impacto atingirá uma área considerável de 68 hectares, sendo que a maior parte (48) se encontra em estágio avançado de regeneração. Algumas medidas podem ser tomadas no sentido de minimizar os impactos e buscar compensações, entretanto, o impacto ambiental é claro neste ponto.

A questão a respeito da interferência em áreas de proteção ambiental é matéria sensível do relatório e justifica a complexidade do caso escolhido na medida em que há áreas legalmente protegidas e prioritárias. Segundo o RIMA, o impacto de interferências em áreas protegidas foi classificado como de natureza negativa e com ocorrência certa; incidência direta; duração permanente; temporalidade imediata; irreversível e não mitigável. A abrangência territorial foi classificada como pontual, pois se restringe à área diretamente afetada (ADA). Para mitigar estes problemas, o estudo sugere ações compensatórias por parte dos responsáveis pelo empreendimento, associando ao Programa de Compensação Florestal e o Programa de Compensação Ambiental. Ademais, ainda exige a Declaração de Utilidade Pública do Projeto Verde Atlântico Energias.

De outro lado, no que toca aos efeitos positivos do empreendimento, o RIMA destaca que se verificará alterações no mercado de trabalho tanto na fase de implementação como operação. Estima-se que na implantação serão gerados 4.590 empregos diretos na baixada santista, 431 indiretos e 353 empregos efeito renda, além de 8.441 empregos em outras regiões. No que se refere à fase de operação, serão 350 empregos diretos na baixada santista, 1.400 indiretos e 630 empregos efeito renda, além de 17.570 empregos em outras regiões. O quadro abaixo, extraído do próprio relatório, faz uma compilação destes números:

Figura 10 - Estimativa de empregos nas fases de implantação e operação do Projeto Verde Atlântico Energias

ESTIMATIVA DE EMPREGOS NAS FASES DE IMPLANTAÇÃO E OPERAÇÃO					
FASE	DIREITOS	INDIRETOS		EFEITO RENDA	
		AII	REGIONAL	AII	REGIONAL
IMPLANTAÇÃO	4.590	431	1.726	353	6.715
OPERAÇÃO	350	1.400	5.600	630	11.970

Nota: O termo regional refere-se a empregos que serão gerados além dos limites da AII, podendo ser inclusive fora do território nacional.

Fonte: RIMA do Projeto Verde Atlântico Energias.

A abrangência destes números é regional, incidindo mais diretamente nos municípios da área de influência direta, com destaque para Peruíbe. Este impacto pode ser caracterizado como cumulativo no cenário regional, apresentando sinergia com outros impactos apresentados a seguir.

Outro ponto positivo é o aumento da arrecadação municipal, sendo que as inúmeras obras previstas, in-

clusive as civis, estão sujeitas ao recolhimento de ISS. Este mesmo tributo também será recolhido nos serviços presentes da operação e manutenção do empreendimento, incluindo o serviço de regaseificação do GNL. Por fim, na fase de operação, estima-se que ocorra um aumento da transferência de ICMS para Peruíbe, em virtude da elevação do Valor Adicionado.

Ainda, segundo o estudo, ocorrerá a dinamização da economia, uma vez que as principais atividades referem-se ao recrutamento, seleção e contratação de mão de obra, contratação de empresas fornecedoras, aquisição de insumos diversos, atração, circulação e manobra de embarcações, geração de energia e distribuição de gás. Destarte, espera-se um efeito conjunto dos diversos componentes, de modo que as melhorias das finanças municipais, junto ao incremento da animação econômica e elevação da massa salarial possam, juntos, impulsionar o desenvolvimento local.

Por último, vale detalhar um benefício que já se espera a partir da construção de uma usina termelétrica, o aumento da oferta de gás natural e energia. A região da baixada santista possui grande demanda energética, principalmente devido às atividades industriais do pólo petroquímico de Cubatão, às atividades do Porto de Santos e à grande população nas cidades. De acordo com o RIMA, a entrada em operação do empreendimento trará como resultado a disponibilidade imediata de 1.700 MW para o Sistema Interligado Nacional e 13,5 MM Nm³/dia de gás natural no mercado, o que proporciona ampliação da oferta de energia elétrica na região e reduz os riscos de déficit nos períodos de seca.

Nas suas conclusões, o RIMA aponta que a avaliação de impactos demonstrou a potencialidade de ocorrência de 43 impactos, com 36 (78%) negativos e 10 (22%) considerados positivos, sendo que 3 foram considerados tanto positivos como negativos, chegando-se a soma final de 46 impactos. Destaca, ainda, no que tange ao primeiro número, que 14 (33%) impactos foram considerados de significância alta, sendo que, destes 14, 3 (22%) são de natureza positiva, nove (64%) de natureza negativa e 2 (14%) de natureza positiva e negativa.

Segue no sentido de que a maioria dos impactos (24/56%) está relacionada à fase de implantação do

empreendimento, sendo que um elevado número deverá ser controlado através da adoção de uma série de ações de gestão ambiental. Ainda, aduz no sentido de que foram propostos planos e programas ambientais 'conspícuos' que garantem controle e monitoramento para todos os impactos, inclusive aqueles não mitigáveis, o que, de acordo com o estudo, restringe seus efeitos aos limites físicos e temporais considerados para implantação do projeto.

Ressalta o documento que as medidas de mitigação ou de compensação dos impactos ambientais negativos foram organizadas em 17 planos e programas, que inclui 12 programas do Plano de Gerenciamento Ambiental das Obras, dois subprogramas de Gestão de Qualidade do Ar e três subprogramas do Programa de Monitoramento e Conservação da Fauna.

Conclui, por fim, na viabilidade de um cenário compatível entre as atividades do empreendimento e a sustentabilidade do meio ambiente local e regional. Nas palavras do RIMA, "o Projeto Verde Atlântico Energias está alinhado às diretrizes legais e às restrições socioambientais do ponto de vista técnico, ressaltando o compromisso *sine qua non* da implementação eficiente de todas as ações de gestão e controle previstas nos planos e programas ambientais, podendo-se considerar que, da forma como foi concebido, o empreendimento proposto é ambientalmente viável"³⁹.

Não obstante essa conclusão do EIA-RIMA, Cetesb concluiu pela inviabilidade ambiental do Projeto Verde Atlântico Energias e indeferiu o pedido de Licença Ambiental Prévia para o empreendimento, o que resultou no arquivamento do processo de licenciamento, conforme despacho publicado no Diário Oficial do Estado de São Paulo em 19/12/2017.

Em tom de complemento à conclusão do Relatório de Impacto Ambiental, cabe destacar os dizeres de uma das especialistas, a entrevistada 4: "As usinas termelétricas são tidas como de baixo impacto ambiental. O projeto que vocês dão de exemplo, Verde Atlântico, ele sofre uma grande resistência de grupos de pressão. Já teve audiência cancelada, teve que adiar audiência pública, não tem uma

³⁹ P.65.

estabilidade social. Elas são tidas como de baixo impacto porque elas são uma estrutura relativamente simples, não exige grandes espaços nem nada e não costuma atrapalhar muito o entorno e tal. Só que isso é desejado, elas devem conciliar duas coisas, a proximidade do fornecimento de gás, e aí Peruíbe é interessante porque está perto da questão do pré sal, cada vez vai ter mais oferta de gás. E eles também tem um projeto de GNL, que é mais fácil de transportar, por navios, caminhões, e até exportar, dada essa dificuldade dos gasodutos. E outra coisa é, ela deve estar perto dos mercados consumidores então de indústrias, de até cidades grandes, faz sentido ser na região sudeste. Põe no sistema, vai tudo melhor. Só que isso também traz um problema que é mais socioambiental do que só de impacto ambiental. Ela está sempre próxima de populações. Apesar de não ter grandes incômodos, faz barulho, tem seus impactos para aquela população. Há uma resistência de uma parte do setor ambientalista de instalação de novos projetos ligados a energias fósseis. O Greenpeace, por exemplo, é uma entidade que, a bandeira deles é contra tudo que seja de fósseis, um pouco a questão é a que custo".

3.2.3. Sobre o modal eólico

3.2.3.1. Principais impactos socioambientais do modal eólico

O modal eólico teve o crescimento mais expressivo na última década entre as fontes de energia renovável no Brasil. Registrou de participação irrisória em 2002 (ECONOMIA E ENERGIA, 2003) a 7,6% em 2018 (EPE, 2019). Entre os benefícios listados, há a gratuidade no acesso à fonte; a menor emissão de poluentes que outras fontes renováveis, como a hidrelétrica; o estímulo à produção industrial e tecnológica nacional; a possibilidade de construção tanto sobre terra quanto sobre o mar (*on* e *off-shore*); e, a nível de realidade regional, a complementariedade meteorológica. Mais especificamente, as usinas de energia eólica têm o potencial de estabilizar o fornecimento energético nos meses de seca no Nordeste, em que o vento aumenta (GOLDEM-BERG, PALETTA, 2011).

Em contrapartida, a literatura nacional vem, gradativamente, acumulando conhecimento sobre impactos socioambientais das usinas eólicas que eram pouco rela-

tados. Poluição sonora pelo trabalho da turbina (FREITAS et alii, 2016); efeitos sobre a luminosidade local (GALBIATTI, 2020); perda ou afastamento do habitat local pela interferência no solo e nos caminhos migratórios de aves já são relatados no País.

3.2.3.2. Licenciamento do Complexo Eólico Minuano

Diante disso, o presente relatório se propõe a realizar um estudo de caso de um complexo eólico, evidenciando os impactos socioambientais suportados pelo Governo, bem como as condicionantes no processo de licenciamento. Além disso, foram analisadas as medidas mitigadoras oferecidas pelo empreendedor: Por fim, foi realizada entrevista com um pesquisador ligado ao projeto e membro de uma ONG com atuação no Sul do país.

No que se refere à seleção do estudo de caso, buscaram-se projetos eólicos no site do PAC⁴⁰.

Assim, foi realizado um levantamento de todos os projetos eólicos concluídos no Brasil por meio do PAC. A partir desse levantamento, foi feita uma busca no site do IBAMA de projetos licenciados pelo órgão que já possuíam Licença de Operação emitida. Encontrou-se apenas o Complexo Eólico Minuano (CEM), localizado no Rio Grande do Sul e que correspondia a um dos projetos levantados pelo site do PAC. O projeto foi licenciado pelo IBAMA, órgão da administração federal, em decorrência da proximidade à área de fronteira com o Uruguai. De acordo com o artigo 7º, XIV, "a" da Lei Complementar nº 140/2011, o licenciamento ambiental de empreendimentos localizados no Brasil e em país limítrofe corresponde é de competência da União. Em muitos outros casos, o licenciamento é realizado pelos órgãos ambientais estaduais.

A análise do licenciamento do CEM baseou-se em processo de licenciamento ambiental, feito pelo IBAMA – no Relatório Ambiental Simplificado (RAS), feito pela empresa de consultoria "MAIA Meio Ambiente e Impacto Ambiental". Por fim, como mencionado, foi realizada a entrevista com o entrevistado 3.

⁴⁰ Programa de Aceleração do Crescimento.

O CEM é constituído pelos parques eólicos Minuano I e II e foi construído no município de Chuí-RS. Trata-se de uma região conhecida pelo excelente potencial energético eólico.

O empreendedor é a Minuano Energia Eólica Ltda., grupo constituído pela PAMPA Energia Eólica. A empresa AVANTIS YINHE atuaria no projeto por meio da transferência de tecnologia durante a construção e por meio do treinamento dos técnicos para produção, operação e manutenção das unidades.

Passemos então à análise do licenciamento ambiental do CEM pelo IBAMA.

A Resolução Normativa CONAMA nº 462/2014 estabelece os critérios e procedimentos para empreendimentos de geração de energia elétrica para fonte eólica em superfície terrestre, cabendo ao órgão licenciador o enquadramento do projeto quanto ao impacto ambiental. No entanto, para os empreendimentos

de baixo impacto, é adotado o procedimento simplificado, que dispensa a exigência do EIA/RIMA⁴¹.

De acordo com o Relatório Ambiental Simplificado (RAS) do projeto, o CEM contribui para a diversificação da matriz energética nacional, em linha com os objetivos do PROINFA.

Além disso, o empreendimento afirma que a implantação do CEM contribuiria para o desenvolvimento de outros projetos eólicos na região Sul, seria de suma importância para o desenvolvimento sustentável e fomentaria o avanço da tecnologia em equipamentos de usinas eólicas no país. O RAS ainda alega que a construção do complexo é completamente “reversível”, visto que o aparato estrutural pode ser facilmente “desmontado”.

O quadro abaixo apresenta um breve histórico do processo de licenciamento:

Quadro I - Breve histórico do processo de licenciamento do Projeto Verde Atlântico Energias

Licença Prévia	
Data: 29/06/2010	Emissão de Licença/Autorização - LP 355/2010
Data: 10/12/2010	Entrada de estudo - Estudo Ambiental
Data: 17/06/2011	Emissão de Licença/Autorização - Ret LP 355/2011
Data: 22/12/2011	Emissão de Licença/Autorização - ABio 023/2011
Data: 06/08/2012	Emissão de Licença/Autorização - Ret ABio 023/2011
Data: 23/08/2012	Emissão de Licença/Autorização - Ret ABio 023/2011
Data: 05/06/2013	Emissão de Licença/Autorização - ABio 265/2013
Licença de Operação	
Data: 24/11/2014	Emissão de Licença/Autorização - ABio 541/2014
Data: 26/11/2014	Emissão de Licença/Autorização - LO 1275/2014
Data: 02/05/2016	Emissão de Licença/Autorização - Ret ABio 541/2014
Data: 02/05/2016	Emissão de Licença/Autorização - RABio 541/2014
Abertura de Processo	
Data: 13/02/2009	Ficha de Abertura de Processo
Data: 14/04/2009	Aprovação do Termo de Referência
Licença de Instalação	
Data: 03/10/2013	Emissão de Licença/Autorização - LI 969/2013
Data: 16/01/2017	Emissão de Licença/Autorização - ABio 786/2017

Fonte: IBAMA.

⁴¹ Estudo de Impacto Ambiental / Relatório de Impacto Ambiental.

Assim, em 29 de junho de 2010, o IBAMA emitiu a Licença Prévia, válida pelo período de dois anos. Foram determinadas diversas condicionantes, incluindo: o distanciamento entre os aerogeradores e residências, tomando-se por base os limites estabelecidos pela NBR nº 10.151/2000 e nº 10.152/2000; a execução dos Projetos de Monitoramento de Fauna durante o período de um ano; além da apresentação dos Projetos de Engenharia e do Plano de Compensação Ambiental para emissão da Licença de Instalação.

Em 3 de outubro de 2013, a Licença de Instalação foi expedida com novas condicionantes, incluindo: a comunicação do início das obras com cinco dias de antecedência; a proibição de intervenção em APPs sem a respectiva Autorização de Supressão da Vegetação (ASV); e ainda a solicitação de Autorização para Captura, Coleta, Transporte e Resgate da Fauna junto ao IBAMA.

Por fim, em novembro de 2014 foi emitida a Licença de Operação, novamente com uma série de condicionantes, como: a emissão de relatórios pela equipe de gestão ambiental, responsável pela execução dos Programas Ambientais aprovados pelo IBAMA; o atendimento à Portaria nº 256/GC5/2011 – Comando da Aeronáutica/Ministério da Defesa quanto aos padrões de sinalização dos aerogeradores; e ainda a execução das ações propostas para a publicação dos Guias de Fauna e Flora do Bioma Pampa.

O RAS identificou os impactos socioambientais gerados pelo CEM, assim como dispôs sobre as medidas mitigadoras. O estudo utilizou a magnitude (alta, média ou baixa), a duração (temporário ou permanente) e a abrangência (local regional ou global) como parâmetros para a caracterização do impacto.

Os impactos no meio físico foram descritos como de baixa magnitude, estando relacionados à construção das estradas e obras ligadas à infraestrutura do parque eólico. O RAS afirma que a construção dos acessos e bases dos aerogeradores não necessita de grandes movimentações de terra, o que diminui a possibilidade de áreas sujeitas à erosão e consequente assoreamento dos corpos hídricos.

Quanto ao meio biótico, foram identificados impactos tanto na fase de instalação quanto na fase de

operação do empreendimento, incluindo a remoção de espécies vegetais e a perda de habitat e perturbação dos hábitos da fauna. A maioria dos impactos, entretanto, foi classificada como de baixa magnitude e de abrangência local, à exceção dos impactos associados à possibilidade de perturbação nas rotas de migração de aves e quirópteros, cuja magnitude seria mais bem avaliada com os Programas de Monitoramento da Avifauna e de Quirópteros, e à possibilidade de colisão e eletrocussão das aves, classificado como de média magnitude e no local de abrangência das linhas de transmissão.

Já para o meio antrópico, a maioria dos impactos citados é de natureza positiva, tanto para a fase de instalação como para a fase de operação, incluindo a geração de empregos, o desenvolvimento econômico, o incremento das receitas tributárias e a descoberta e valorização do patrimônio arqueológico. Entre os impactos negativos, destacam-se a alteração na paisagem, o incremento demográfico local, o crescimento da insegurança social e a emissão de ruído, ainda que a maioria tenha sido classificada como de baixa magnitude.

O presente estudo também realizou uma listagem das medidas mitigadoras. Entretanto, é importante ressaltar que os Programas Ambientais (previstos também no licenciamento), os quais fazem parte das medidas mitigadoras, não foram diretamente analisados – embora muitas de suas medidas sejam similares às descritas pelo RAS.

Entre as medidas mitigadoras voltadas para o meio biótico, destacam-se: o replantio de espécies vegetais suprimidas; a conservação das margens de arroios e corpos d'água; o incremento das pás com cores fortes, para evitar a colisão das aves; a formação de corredores de passagem das aves pelo empreendimento; a proibição de atividades agrícolas que atraiam a avifauna para dentro do perímetro do parque eólico; e ainda a instalação de sinalizadores e isolantes nos cabos e fios em toda a extensão direta e intercalada na proximidade de remanescentes florestais e locais de circulação de avifauna, previamente identificados pelo monitoramento.

Já para o meio antrópico, as principais medidas mitigadoras foram: a utilização de um gradiente de cor verde na base dos aerogeradores, de modo a integrar

os equipamentos à paisagem; a distribuição de material informativo e as ações de diálogo com a população local, como forma de diminuir a insegurança social.

Por fim, realizou-se a entrevista com um representante da sociedade civil e também do grupo técnico (entrevistado 3).

O entrevistado destacou que o licenciamento pelo IBAMA deveu-se à proximidade com a fronteira do Brasil com o Uruguai, sendo mais rígidas as condicionantes ambientais e as exigências para os projetos de estudo e mitigação de impacto.

Para o entrevistado, as condicionantes do IBAMA, como os programas de monitoramento ambiental, aumentaram o custo do projeto, mas eram necessárias devido à importância ambiental da área em que o parque se instalou (fauna sob ameaça de extinção, rota de aves migratórias e espécies pouco conhecidas).

O entrevistado destacou ainda que, segundo apurou junto à população residente no entorno, a percepção de impactos positivos trazidos pelo empreendimento foi inferior à expectativa de desenvolvimento da economia local, com poucas alterações e sem a criação de empregos permanentes (caráter transitório das obras).

Em uma avaliação geral, o entrevistado 3 pesou os pontos positivos e negativos de um empreendimento eólico e considerou que os benefícios são efetivos, pois se trata de uma energia limpa e renovável.

3.2.4. Sobre o modal nuclear

3.2.4.1. Principais impactos socioambientais do modal nuclear

O modal nuclear foi, durante o século XX, entendido como uma das maneiras mais eficientes em produção energética. Ocupante de pouco espaço, com emissões mínimas de gases de efeito estufa – o período de maior lançamento desses gases é na construção da usina, ou seja, uma emissão indireta (WILKINSON, 2016) – e demandando apenas água para resfriamento dos reatores e o combustível nuclear, foi vista por governos

como uma das alternativas mais arrojadas para o futuro. De estímulo para a ciência e tecnologia nacionais, uma das perspectivas que levou o Brasil a registrar 2,5% de participação do modal em sua matriz energética nacional (EPE, 2019), passou a ser vista como um alvo de ameaças geopolíticas, exigindo observação militar pela proximidade com a tecnologia de produção de arsenais nucleares, e dotada de risco altíssimo para populações tanto próximas quanto distantes às instalações. Os desastres de Chernobyl, em 1986, e Fukushima, em 2011, tiveram impacto retumbante na popularidade dessa fonte, motivando protestos por todo o planeta e levando países altamente dependentes dela, como Japão e Alemanha, a buscarem outros meios de produção de energia, ainda que menos eficientes na relação espaço-recursos.

Dois graves impactos da energia nuclear dizem respeito ao descomissionamento de minas e o descarte dos rejeitos radioativos, que podem causar grave contaminação. A dificuldade em se armazenar o resíduo da atividade nuclear e o descontrole sobre os efeitos de qualquer vazamento dessa energia, que repercutem inclusive a nível genético e reprodutivo, portanto transmissível às gerações seguintes, são desafios a governos e cientistas.

3.2.4.2. Licenciamento da Usina Term nuclear de Angra 3

A Usina Nuclear de Angra 3 foi escolhida como estudo de caso uma vez que é a única usina nuclear em construção no país.

Sua contratação deu-se em 1983, tendo sua construção se iniciado em 1984, porém paralisada no ano seguinte, 1985. Apenas em 2010, com a inclusão da usina no Programa de Aceleração do Crescimento – PAC do governo federal, foi emitida uma licença de construção pela CNEN e as obras foram retomadas.

No entanto, em 2015, depois de realizadas 61,5% das obras, segundo a Eletronuclear, elas foram novamente suspensas, devido à falta de recursos financeiros para finalização do projeto, uma vez que, por meio de um Acordo de Leniência (CADE, 2017) celebrado entre a Superintendência-Geral do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e a Construções e Comércio Camargo Corrêa S/A, se iniciou uma investigação

sobre a possibilidade de ter sido realizado um cartel na concessão das licitações, além de outros crimes como corrupção, lavagem de dinheiro e evasão de divisas na execução do projeto (GI RIO SUL, 2017). Angra 3 teve apenas em 2020 uma decisão do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e do Conselho de Parceria em Investimentos, que foi procedente (MMA, 2020) a respeito de seu andamento.

Abaixo, exploraremos alguns impactos socioambientais causados pela usina⁴².

A fase de implantação da usina prevê os seguintes impactos negativos no meio ambiente: (1) potencialização da suscetibilidade a deslizamentos em áreas de encostas; (2) alteração da qualidade das águas; (3) alteração da qualidade do ar; (4) início ou aceleração de processos erosivos; (5) contaminação do solo por produtos químicos, combustíveis, óleos e graxas; (6) pressão para a ocupação de áreas protegidas; (7) redução da cobertura vegetal; (8) aumento do número de atropelamentos da fauna; (9) alteração da diversidade e abundância das comunidades terrestres; (10) modificação da paisagem cênica natural; (11) aumento no risco de extinção de populações ou espécies da fauna e flora; (12) evasão da fauna; (13) ocupação desordenada do solo; (14) exposição de pessoas a ruídos e vibrações; (15) aumento da pressão nos serviços de gerenciamento de resíduos sólidos (não radioativos).

Já durante a fase de operação, são previstos os seguintes impactos negativos no meio ambiente: (i) alteração na qualidade das águas; (ii) alteração na qualidade do ar; (iii) alteração do ecossistema marinho; (iv) variação da diversidade e abundância das comunidades aquáticas marinhas; (v) aumento da pressão nos serviços de gerenciamento de rejeitos radioativos; (vi) aumento da pressão nos serviços de gerenciamento de resíduos sólidos (não radioativos).

Especificamente sobre emissões de gases de efeito estufa, a Usina de Angra 3, em sua operação, produzirá emissões atmosféricas provenientes da combus-

tão do óleo Diesel utilizado na Caldeira Auxiliar, bem como dos motores dos dois grupos geradores Diesel do Sistema de Emergência. Como a geração não é de forma contínua e ocorre em níveis de concentrações abaixo dos valores máximos fixados pela Resolução CONAMA 08/90, não é prevista nenhuma forma de tratamento para tais emissões.

Apesar de não prever uma forma de tratamento para as emissões, o Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) produzido pela Eletronuclear sustenta que a construção da usina de Angra 3 evitará a emissão anual para a atmosfera de cerca de 2,3 mil toneladas de material particulado, 14 mil toneladas de dióxido de enxofre, 7 mil toneladas de óxidos de nitrogênio e 10 milhões de toneladas de dióxido de carbono. Assim, em comparação com uma usina termelétrica a gás, as emissões anuais evitadas por uma usina nuclear do porte de Angra 3 serão de cerca de 30 toneladas de dióxido de enxofre, 12,7 mil toneladas de óxidos de nitrogênio e 5 milhões de toneladas de dióxido de carbono.

Embora produza poucos gases de efeito estufa quando comparada a outras formas de produção de energia, um dos grandes problemas da energia nuclear é o descomissionamento de minas e o descarte dos rejeitos radioativos, que podem causar grave contaminação.

De acordo com estimativas feitas para a unidade de Angra 3, a Usina emitirá as seguintes quantidades de rejeitos radioativos:

⁴² A descrição dos impactos baseia-se no Relatório de Impacto Ambiental – RIMA da Unidade 3 da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto, que está disponível em: http://memoria.cnen.gov.br/Doc/pdf/cronologia/RIMA_2006_angrall.pdf

Tabela 4: Tipo de rejeito e quantidade dos rejeitos sólidos radioativos da usina de Angra III

Tipo de rejeito	Número de tambores/ano (Estimativa)
Compactáveis	30
Não compactáveis	10
Concentrados do evaporador	36
Resinas	48
Filtro	5
Total	129

Fonte: Relatório de Impacto Ambiental – RIMA da Unidade 3 da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto – CNAEA.

Inicialmente, tais rejeitos sólidos radioativos serão depositados no Edifício Auxiliar do Reator. A disposição intermediária e final, de acordo com a Lei 10.308/2001, são da responsabilidade da CNEN, que é indenizada pelo depositante pelos custos referentes ao serviço executado.

Além dos rejeitos sólidos radioativos, a usina também produzirá rejeitos gasosos radioativos, os quais passarão por um sistema de processamento cuja função será reduzir as doses de radiação liberadas e evitar a formação de misturas quimicamente explosivas.

A usina também produzirá rejeitos líquidos radioativos, para os quais também é prevista uma forma de tratamento para que eles possam ser descartados sem impacto significativo.

No entanto, o Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) de Angra 3 considera que as emissões gasosas e líquidas radioativas não são significativas, mesmo considerando as três unidades da central nuclear.

Por fim, a Eletronuclear considera que tais emissões não poderão prejudicar a saúde humana nem o meio ambiente, por se encontrar em níveis inferiores aos permitidos pela legislação. Assim, a empresa não considera tais emissões como impactos ambientais.

3.2.5. Sobre o modal fotovoltaico

3.2.5.1. Principais impactos socioambientais do modal fotovoltaico

O modal fotovoltaico é uma das promessas mais visadas no desenvolvimento energético nacional. Tem como características a falta de emissão de poluen-

tes durante seu funcionamento, uma fonte sem fim e seu potencial de aplicabilidade onde haja insolação, o que pode tornar qualquer local autossuficiente em fornecimento elétrico.

No País, devido à sua expansão recente, encontram-se poucos, até o presente momento, relatos de impactos socioambientais de projetos desse modal. Todavia, discute-se o impacto do seu ciclo de vida, relacionado à produção, durabilidade e descarte dos painéis solares, além do questionamento crescente sobre o impacto positivo real no desenvolvimento local, a nível econômico e de aumento da ocupação da população economicamente ativa, nas regiões que recebem investimentos no setor (MARTINS, 2017).

3.2.5.2. Licenciamento do Complexo Fotovoltaico de Pirapora

O presente estudo de caso é emblemático na história, ainda recente, dos empreendimentos fotovoltaicos de grande escala no País. A obra, escrita por Lucas Zolini Ruas Martins como dissertação para a Fundação João Pinheiro, do Governo de Minas Gerais, retratou tanto a promessa teórica da novidade tecnológica da energia renovável, com a esperança do estímulo ao desenvolvimento local, quanto a realidade de um empreendimento com capital externo, dotado de mão de obra estrangeira para os postos mais altos, que gerou um surto momentâneo de crescimento local. Em seu estudo, Martins também registrou uma possível captura regulatória sobre o órgão ambiental licenciador do governo estadual.

O complexo fotovoltaico de usinas de Pirapora, instalado na cidade homônima do Norte mineiro, é composto atualmente de onze empreendimentos em opera-

ção, cumulando em 329 MW outorgados pela ANEEL (ANEEL, 2020). Essas usinas componentes estão divididas entre duas fazendas, arrendadas pelo prazo de 20 anos, mesma duração da concessão, para a alocação dos painéis (MARTINS, 2017). À época de sua inauguração, era o maior projeto solar da América Latina, suplantado até o momento, no Brasil, pelo projeto de São Gonçalo do Gurgueia, no sul do Piauí, inaugurado em 2020 (PORTAL SOLAR, 2020).

A entrada do complexo solar de Pirapora no mercado elétrico se deu a partir dos Leilões nº.08/2015 (que foi o 7º Leilão de Energia de Reserva – LER, ou 1º Leilão de Energia de Reserva – LER – de 2015) e nº. 09/2015 (também denominado 8º LER, ou 2º LER de 2015) pela ANEEL. Pelo primeiro LER/15 foram contratadas as usinas Pirapora V,VI,VII, IX e X, e pelo segundo LER/15 foram contratadas as usinas Pirapora II, III e IV, totalizando oito dos dez empreendimentos projetados inicialmente (MARTINS, 2017).

A concessionária, chamada de Consórcio Pirapora, é composta por 99,9% de ações da *Canadian Solar Inc.*, empresa canadense de energia, e 0,01% pela *Solatio*

Brasil Gestão De Projetos Solares Ltda., empresa nacional presente como vendedora de energia.

A instalação do complexo foi organizada da seguinte forma:

Seu licenciamento teve origem com a formalização da licença prévia sob processo administrativo nº 07118/2015/001/2015, em 07/04/2015. A referida licença foi concedida em 12/06/2015, para as usinas solares fotovoltaicas Pirapora 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 e 10, com condicionantes. Posteriormente, foi formalizada a licença de instalação, em 02/02/2016, sob processo administrativo nº 07118/2015/002/2016 a qual foi concedida em 16/07/2016 para as mesmas usinas. Para fins de concessão de outorga por parte da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e financiamento individualizado das Usinas Solares é exigida a criação de Sociedades de Propósito Específico (SPE) para cada projeto. Em função disso, em 06/12/2016, foi protocolizado na Subsecretaria de Regularização Ambiental - Superintendência Regional de Meio Ambiente do Norte de Minas (SUPRAM-NM) um pedido de desmembramento da licença de instalação em quatro licenças, conforme cada fase do projeto. Dessa forma, a LI foi desmembrada em quatro processos distintos (SUPRAM-NM, 2017):

Quadro 2 - Fases do licenciamento dos empreendimentos componentes do Complexo Fotovoltaico de Pirapora

Nº Processo	Empreendedor	Empreendimentos	Fase
01263/2017/001/2017	Pirapora X Energias Renováveis S.A.	UFV Pirapora 5, 6, 7, 9 e 10.	1
01349/2017/001/2017	Pirapora II Energias Renováveis S.A.	UFV Pirapora 2, 3 e 4.	2
01345/2017/001/2017	Vazante I Energias Renováveis S.A.	UFV Vazante 1 (antiga Pirapora 1)	3
02695/2017/001/2017	Vazante II Energias Renováveis S.A.	UFV Vazante 2 (antiga Pirapora 8)	4

Fonte: PARECER ÚNICO Nº 0880076/2017 da SUPRAM-NM. Elaborado por SUPRAM-NM.

Os impactos ambientais previstos nas licenças não atingiram áreas de preservação permanente nem reservas legais (SUPRAM-NM, 2017), tendo em vista que o terreno das fazendas onde as usinas foram instaladas estava em maior parte ocupado por pastos para gado e cultivos de eucalipto, mas se exigiram condicionantes para o ambiente pelo impacto de certa supressão arbórea, como o plantio de cinco ipês para cada unidade retirada; e pequizeiros na proporção de 10 mudas para

uma unidade retirada; além do plantio de outras espécies nativas do cerrado como cortina arbórea. A observação da fauna constatou que havia fauna relevante no local, ainda que antropizado. As contrapartidas exigidas também envolviam tratamento de efluentes das instalações para a obra, contratando o Serviço de Águas e Esgoto local e empreendedores locais para cuidar de resíduos das atividades de instalação; obras de drenagem pluvial e de esgoto para aquelas instalações que ficariam fixas, como base para a administração das usinas (SUPRAM-NM, 2017). Martins (2017) nota que a visão política sobre esses impactos sobre o meio ambiente natural, ainda que reduzidos, era de não existir perda alguma, ou de relativizá-la frente aos impactos socioeconômicos positivos.

Ditos impactos socioeconômicos, por sua vez, eram uma esperança para a população da região. O citado impacto ambiental pequeno do Complexo, a modernidade de sua tecnologia e a importância da produção energética eram sugestões da possibilidade de vagas de emprego mais dinâmicas e pujança econômica, aos olhos de classes locais como os gestores públicos e comerciantes. Após discussões políticas, houve a proposta de isenção à incidência do Imposto sobre Serviços (ISS) sobre a montagem do complexo de empreendimentos, com expectativa, como contrapartida futura, no ganho de Valor Adicionado Fiscal (VAF), *royalties* e Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) a partir da energia gerada/transmitida (MARTINS, 2017). Registrou-se um aumento na demanda sobre o comércio e serviços locais no período da instalação do complexo, mas já era de conhecimento coletivo que o volume de pessoas empregadas nessa fase seria maior do que durante a operação (MARTINS, 2017).

Dois outros pontos foram trazidos como determinantes para o impacto municipal e estadual do empreendimento: a dinâmica política empreendida pelo Consórcio, que destacou funcionários para ir ao encontro ao Poder Executivo local e disseminar a da ideia do impacto positivo do empreendimento sobre o mercado de trabalho e economia; e a dimensão da obra, contundente até a nível estadual, o que gerou uma repentina mudança na organização do licenciamento ambiental (MARTINS, 2017).

Mais especificamente, o licenciante decidiu pela submissão dos pedidos de licenciamento para cada usina de forma separada, visando uma classificação de impacto que culminaria numa desnecessidade da produção de um EIA-RIMA. A alternativa burocrática ambiental, então, seria um Relatório de Controle Ambiental (RCA), mais simples. Houve uma recusa do órgão ambiental, com a requisição de que o complexo deveria ser licenciado de uma vez, por inteiro, o que resultaria num projeto de dimensões que exigiriam um EIA-RIMA.

Por sua vez, o empreendedor resistiu com o argumento de que a área do projeto já se encontrava antropizada, a supressão vegetal seria reduzida, não seriam gerados níveis relevantes de resíduos sólidos, inexistiriam obras de terraplanagem e intervenções em APP (MARTINS, 2017), pedindo a substituição da exigência do EIA-RIMA por uma RCA. A Câmara Normativa Recursal do órgão veio por recusar o pedido.

Porém, cinco dias depois dessa decisão, narra Martins, no Conselho Estadual de Política Ambiental (COPAM) publicou-se *Ad Referendum*, A deliberação normativa COPAM nº. 202. Tal determinação administrativa conferiu autonomia à repartição ambientalista estadual para definir a classificação de impacto ambiental dos empreendimentos realizados em Minas Gerais, levando a uma revisão do caso de Pirapora. Rebaixou-se, então, o empreendimento de classe de impacto, permitindo o licenciamento, na fase prévia, através da apresentação do Relatório de Controle Ambiental.

Na perspectiva jurídico-administrativa, como não foram encontrados documentos com os motivos para o órgão público ganhar tal autonomia, o autor fala sobre uma possível captura regulatória (MARTINS, 2017, p. 106).

O Complexo Fotovoltaico de Pirapora, por ter sua operação faseada, teve início de geração entre maio de 2016 e maio de 2018 (ANEEL, 2020).

O estudo sobre a evolução dos modais, realizado no capítulo 2 mostrou que:

- Desde a metade da primeira década dos anos 2000, a matriz elétrica nacional continua mantendo um perfil marcado pela forte participação da energia hidrelétrica, mas o crescimento da participação dos combustíveis fósseis, em especial do gás natural, bem como da geração eólica e a partir da biomassa, vem pressionando esta liderança.
- Modais como biomassa, eólica e solar tiveram crescimento substancial, embora variado entre as três, e a regulação – ao lado de instrumentos fiscais e creditícios desempenhou um papel importante. O desafio para o seu crescimento é a superação das limitações relativas à intermitência das fontes, vale dizer, a estocagem de energia de modo a ampliar seu papel complementar às fontes hídricas, hoje ocupado predominantemente pelas fontes termoeletricas;
- Com relação às termoeletricas movidas a gás natural, há impulsos para o desenvolvimento de projetos, pois é uma energia que confere maior resiliência e estabilidade ao sistema elétrico. Suas limitações são a falta de financiamento e a insegurança jurídica em torno das aprovações ambientais dos projetos de geração. As termoeletricas têm função estratégica de segurança energética;
- O próprio MMA (Documento base MMA 2107) apontou três cenários para o cumprimento das metas da CND no tema da energia: num cenário pessimista, o crescimento das renováveis não hidráulicas ficaria estancado, prejudicando o atingimento da meta de 23% até 2030; nos cenários de referência e otimista haveria dinamismo suficiente para elevar as renováveis ao ponto do atingimento da meta.

O recorte temporal do projeto não incluiu os debates e propostas do novo governo, de ampliação do

Conclusões

O presente trabalho buscou responder à pergunta de pesquisa estabelecida no item 1.1, do Capítulo I. Em termos gerais, seu objetivo foi compreender se o atual arcabouço normativo brasileiro (instrumentos econômicos e normas de comando e controle) corrobora os compromissos assumidos na CND e, ainda, de que modo as intervenções estatais no setor de energia impactam – de forma negativa e positiva – as condições socioambientais em escala local e regional no território brasileiro. Daí resultou a pergunta de pesquisa: **“Como as normas jurídicas e seus instrumentos podem se constituir em incentivos e barreiras para o cumprimento da Contribuição Nacionalmente Determinada (CND) brasileira, mais exatamente quanto ao aumento da parcela de energias renováveis (além da energia hídrica) no fornecimento doméstico de energia elétrica? E como os impactos sociais e ambientais dos modais são encaminhados pelo sistema jurídico?”**.

A pesquisa em torno dessa pergunta, que se subdivide em duas, deu origem aos elementos e discussões desenvolvidos nos Capítulos 2 e 3.

Aspectos regulatórios

A primeira parte da pergunta tratou das políticas energéticas voltadas à expansão das fontes renováveis de energia, bem como da evolução, do cenário atual e das perspectivas e barreiras para expansão dos diferentes modais de energia elétrica.

uso do gás natural, o que poderia alterar os cenários descritos pelo MME.

Dentre as renováveis alternativas à energia elétrica, deu-se ênfase aos modais eólico e solar:

O avanço do projeto mostrou a importância de medidas regulatórias e também de medidas fiscais e de financiamento para o seu fomento.

Essas medidas incluem programas, instrumentos, medidas regulatórias dentro da política energética e da ambiental, como será discutido abaixo.

Inicialmente, é pertinente esclarecer que medidas regulatórias referem-se às regras aplicáveis a um setor (geração elétrica); ou um grupo específico dentro desse (geradores de fontes específicas tais como eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas, que atendam a certos requisitos). As medidas fiscais referem-se a onerações ou desonerações de taxas e tributos incidentes em etapas da produção, transmissão e distribuição de energia e as de financiamento referem-se a linhas de crédito com taxas de juros vantajosas aos tomadores do crédito, subsidiadas, assim, pelo Poder Público.

Os principais foram:

O PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas), criado pela Lei nº 10.438/2002, com revisões e alterações promovidas pela Lei nº 10.762/2003, estabelecendo o desenvolvimento em duas fases.

Na primeira fase foi criada a possibilidade da Eletrobrás, a empresa estatal distribuidora de energia, celebrar contratos para a compra de energia proveniente dessas fontes, em valor subsidiado, por um prazo de 20 anos.

O programa foi um estímulo ao desenvolvimento de fontes alternativas (eólicas, solares, biomassa e as pequenas centrais hidrelétricas – PCH), sobretudo porque garantiu segurança jurídica – e de expectativas para que os empreendedores investissem em projetos. Deve-se ter em conta que uma fonte alternativa, até que atinja certa maturidade tecnológica e uma determinada escala de mercado, tem seu custo de geração mais alto que as fontes já consolidadas, além de enfrentar dificuldades

como a falta de técnicos e profissionais especializados, fornecedores na cadeia produtiva, etc. Por isso, para que se desenvolvam, demandam incentivos, tais como a contratação por valor fixo, que cubra esse custo.

Além disso, o Programa estabeleceu uma meta de ampliação da inserção de energias renováveis na matriz elétrica nacional. A meta estabelecida era a aquisição de 3.300 MW de capacidade em energias renováveis na primeira fase do programa, como já descrito, e de 10% do consumo nacional anual em fontes renováveis na segunda fase.

As duas estratégias referidas do PROINFA: a definição de um preço fixo em contratos de longo prazo, que permita a produção por fonte geradora em processo de desenvolvimento e menos competitiva que as convencionais e o estabelecimento de uma cota em energia renovável a ser atingida na matriz energética – ou de energia elétrica – são instrumentos usado em outros países (*feed in tariffs* e *quota system*).

O PROINFA não chegou a operar em sua segunda fase pois, a partir de 2004, com a edição da Lei nº 10.848 foi promovida uma reforma regulatória no setor, que estabeleceu o sistema de compra de energia por meio de leilões.

Embora os leilões não sejam exatamente instrumentos de incentivo, mas um mecanismo para a compra de energia, tanto no mercado regulado (onde a energia é fornecida como serviço público) quanto no ambiente de contratação livre (venda para consumidores livres), a forma de organizá-los, assim como as condições de contratação da energia podem ser mais ou menos favoráveis à participação de geradores de fontes alternativas.

Leilões específicos para fontes alternativas, ou para uma delas, impulsionou a venda de energia de modais alternativos e alavancou sobretudo aqueles que haviam ganhado competitividade ao longo do tempo, como foi o caso da eólica. A partir de 2009, essa fonte tem aumento expressivo, sobretudo por meio da participação em leilões.

No tocante às condições de comercialização, em vários leilões, adquiriu-se energia na modalidade

por disponibilidade. Essa distingue-se da modalidade por quantidade, onde o vendedor tem que entregar um volume fixo de energia, sujeito a penalidades contratuais se não o fizer. No caso da venda por disponibilidade, a geradora coloca à disposição do comprador determinada capacidade de produção, não incorrendo em penalidades se não a atingir. A eliminação de riscos inerentes a novas tecnologias (eólica, solar, etc), hidrológicos (pequenas centrais hidrelétricas) ou agrícolas (biomassa) constituiu mais um elemento de incentivo.

Um mecanismo regulatório utilizado em outros países e que foi adotado na política brasileira é o chamado *net metering*, que consiste na possibilidade de os consumidores que gerem energia para seu uso compensar a energia injetada na rede do montante de energia consumido. Trata-se de um incentivo importante porque a energia em questão (solar ou eólica, por exemplo) é gerada em certos horários, mas o consumo se dá em momentos diferentes, não sendo possível acumulá-la, na falta de um sistema de baterias, ainda muito custoso. Na legislação brasileira, o mecanismo é chamado de geração distribuída e teve relevância especial no fomento à energia solar.

O sistema foi estabelecido no pela Resolução Normativa ANEEL nº 482/012, que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Posteriormente, a Resolução nº 482 foi alterada pela Resolução Normativa nº 687/2015, que ampliou os limites de geração definidos como micro e minigeração e ampliou as possibilidades de utilização do *net metering* a condomínios, consórcios e cooperativas.

Também em 2015, a Portaria 538 do MME, criou o Programa de Geração Distribuída (ProGD), que tem como objetivo promover e incentivar a geração distribuída a partir de fontes renováveis e cogeração em edifícios públicos e privados (residenciais, comerciais e industriais).

Há, ainda, conforme apontado, incentivos tarifários e fiscais que foram criados para o fomento à micro e minigeração por fontes alternativas.

Destaca-se, nesse sentido, o desconto nas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST e Tarifa de Uso dos sistemas de Distribuição - TUSM, que se referem a tarifas pelo uso da rede de transmissão e distribuição levando-se em consideração que as etapas de geração, transmissão e distribuição são realizadas por empresas diferentes. Assim, a conta de energia engloba o valor dela, energia, acrescido do valor de seu transporte entre o ponto de geração e o de uso. O desconto de, no mínimo 50% dessas tarifas para empreendimentos de fontes solar, eólica, biomassa, cogeração qualificada, bem como de PCHs, com potência de até 30.000 Kilowatts, foi determinado pela Lei nº 13.203/2015, que alterou o artigo 26, parágrafo 1º da Lei nº 9427/96, que disciplina o regime de concessões de serviços públicos de energia elétrica.

Outro mecanismo de incentivo trazido pelo artigo 26 da Lei nº 9427/96 é a possibilidade de empreendimentos geradores de energia geradas por fontes eólicas, solares, biomassa e PCHs venderem energia diretamente a consumidores individuais ou conjunto de consumidores, com carga igual ou superior a 500MW, os chamados consumidores especiais, beneficiando-se essa venda também dos descontos nas tarifas TUSM e TUSD.

Há ainda possíveis benefícios tributários, como a isenção de ICMS sobre a energia injetada na rede e outros que se estendem a investimentos em equipamentos e infraestrutura em energia elétrica, que beneficiaram empreendimentos de fontes alternativas.

No tema da energia, a competência para legislar e para prover os serviços de fornecimento de energia elétrica é de competência da União. Não obstante, a pesquisa indicou ainda ações, como programas e desonerações implementadas pelos Estados.

Programas de financiamento específicos para a infraestrutura, embora não exclusivos aos modais de fontes alternativas, ajudaram a viabilizar a instalação de empreendimentos dessas fontes, bem como fomentar a instalação de produção nacional de equipamentos, exigida em certa porcentagem pelo BNDES⁴³.

⁴³ A capacidade de direcionamento de investimentos propiciada pela exigência nos seus programas, indica um forte potencial de financiamento com condicionantes ambientais, questão fora do escopo deste

O conjunto dessas políticas foi essencial para o desenvolvimento das fontes referidas, mas a falta de clareza e de critérios, em certas circunstâncias apresentaram-se como gargalos específicos. A pesquisa (literatura e entrevistas) apontou mudanças ou falta de clareza para enquadramento de empreendimentos em certos programas públicos e, com frequência impossibilidade de acesso à estrutura de distribuição de energia ou, ainda, mudanças imprevistas no seu custo. Identificou-se também a suscetibilidade dos órgãos governamentais aos diferentes *lobbies* (que representam os setores dos diferentes modais de geração, de agentes da distribuição etc). Criticou-se também a falta de prazos definidos e a transparência para determinados benefícios, que possivelmente se tornam desnecessários diante do aumento de competitividade de alguns modais de geração, tendo em vista sua onerosidade aos consumidores e usuários do sistema.

Os setores também se queixaram da suspensão de leilões, e da falta de previsibilidade quanto à periodicidade de sua realização. Em certos períodos, essas medidas decorreram da entrada de energia em grande escala no sistema, quando empreendimentos hidroelétricos de grande porte (como as Usinas de Belo Monte e Jirau) entraram em operação, reduzindo a demanda que poderia ser suprida pelas fontes alternativas.

A importância do planejamento de longo prazo também se destaca. O planejamento é um elemento central da política energética e se desdobra em planos diversos, cada qual com um espectro temporal. Há planos decenais e planos que projetam a oferta, o uso e a expansão da energia num cenário de prazo mais longo. Identificou-se nas entrevistas tanto uma influência desses planos na formulação dos leilões e seu direcionamento às diferentes fontes, quanto a oportunidade de representarem um debate amplo, com a sociedade, sobre a composição da matriz energética e a participação dos diversos modais.

Parte dos gargalos apontados podem ser objeto de aperfeiçoamento jurídico, notadamente pela definição mais clara de critérios e prazos para benefícios em

normas pertinentes (leis, decretos, resoluções), garantia de transparência quanto àqueles que arcam com os custos dos benefícios (consumidores; contribuintes) com adequada motivação e submissão a consultas públicas. Essas medidas podem minorar a insegurança relativa à suscetibilidade dos governos às pressões dos diferentes agentes (os representantes das diferentes fontes geradoras, distribuidoras, etc) que resultem na volubilidade de decisões ou na manutenção de incentivos que já não se justificam. Embora se realizem audiências públicas relativas à edição e alteração das normas do setor; tratando-se de área cuja regulamentação é muito específica e frequentemente técnica, é muito difícil uma representação do interesse de consumidores ou socioambientais, bem como a transparência perante toda a sociedade. Iniciativas semelhantes podem ser endereçadas ao planejamento.

Em linhas gerais, tratam-se de políticas de alto grau de especialização no campo energético, faltando um diálogo e melhor interconexão com a legislação sobre mudança do clima existente no país.

Aspectos socioambientais

A segunda parte da pergunta de pesquisa: **“Como os impactos sociais e ambientais dos modais são encaminhados pelo sistema jurídico?”** foi desenvolvida no capítulo 3, por meio da análise da adoção de regras específicas de licenciamento para os modais de energia elétrica que a CND propõe ampliar; bem como um estudo de caso relativo ao licenciamento de empreendimentos nos diferentes modais.

Quanto aos aspectos socioambientais, parte-se de certos pressupostos para a análise.

Em primeiro lugar, a geração de energia sempre gera impactos, ainda que se trate das fontes alternativas, como eólica, solar e biomassa, cuja ampliação da participação na matriz energética é recomendada para fins de mitigação das mudanças climáticas. Este fato gera conflitos que podem ser chamados “conflitos internos” ao direito ambiental, pois conjuntos de objetivos inseridos dentro do fim mais amplo de proteção do meio ambiente podem conflitar em situações concretas. (SILVEIRA, 2020).

trabalho, mas de debate atual, no tocante ao avanço dos objetivos de proteção ambiental e climática.

Em segundo lugar, existe o instrumento do direito ambiental voltado ao equacionamento de conflitos desse tipo, que é o licenciamento ambiental. O licenciamento é um processo administrativo de avaliação e aprovação prévia de projetos que causem impactos ambientais, realizado pelos órgãos ambientais competentes e baseado em estudos técnicos, dos quais o estudo de impacto ambiental, EIA, é o mais completo.

Em terceiro lugar, observa-se que o licenciamento ambiental, pensado para conciliar a realização de empreendimentos e a proteção ambiental, se tornou grande palco de conflitos que abrangem, algumas vezes, não só aqueles específicos aos empreendimentos em questão, mas decisões mais amplas e anteriores sobre políticas, tomadas com déficit de *accountability* e de representação de interesses, que vêm a eclodir no licenciamento de obras específicas. Um exemplo disso foram as decisões de construção das grandes hidrelétricas, por meio dos planos setoriais e decisões governamentais pouco debatidas com a sociedade e com os grupos diretamente afetados.

Partindo dessas três premissas, o projeto buscou, além de levantar informações sobre os principais impactos de cada modal estudado, analisar duas facetas de como o conflito socioambiental é encaminhado:

- a) Se a legislação ambiental cria procedimentos específicos, simplificados ou não para licenciamento de certas fontes de energia que deseja incentivar (as alternativas, por exemplo):
- b) Como, em casos concretos, os conflitos socioambientais se manifestam e são equacionados no âmbito de processos específicos de licenciamento, por meio de estudos de caso.

Quanto ao primeiro aspecto, observou-se a edição de Resolução com procedimentos específicos para o licenciamento de usinas eólicas, em âmbito nacional e solares, em âmbito estadual.

No caso da energia solar, o Estado de São Paulo editou a Resolução nº 74/2017, da Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo, que simplificou o procedimento. Assim, empreendimentos com potência maior que 90 megawatts (MW), são submetidos a Relatório Ambiental Preliminar (RAP); projetos de 5 MW a

90 MW ao Estudo Ambiental Simplificado (EAS) e para as instalações menores que 5 MW, incluindo micro e minigeração de energia elétrica distribuída, exige-se apenas autorização para supressão de vegetação nativa ou para instalação em áreas de proteção de manancial, se necessária.

No tocante à energia eólica, O Conselho Nacional do Meio ambiente, (CONAMA), editou a Resolução nº 462/2014 que prevê o procedimento simplificado, com dispensa de EIA-RIMA, para empreendimentos considerados de baixo impacto. A Resolução ressalva a impossibilidade de caracterização como de baixo impacto e conseqüentemente a dispensa de EIA-RIMA para casos cujos impactos se deem, por exemplo, em formações dunares, mangues e demais áreas úmidas ou no bioma Mata Atlântica e impliquem corte e supressão de vegetação primária e secundária no estágio avançado de regeneração ou em áreas de rotas de aves migratórias.

A existência dessas normas, por si só, não significa necessariamente um afrouxamento das exigências ambientais, desde que não haja discrepâncias entre as caracterizações de empreendimento como de baixo impacto – competência dos órgãos licenciadores estaduais – frente aos critérios usados nas normas gerais sobre licenciamento, e se os processos específicos de licenciamentos forem bem conduzidos. A existência de normativas específicas para o licenciamento das fontes reduz incertezas e, nesse aspecto, aumenta a segurança jurídica dos empreendedores, reduzindo barreiras à implantação desses modais.

Quanto às principais fontes de geração convencionais: hidrelétrica e termelétrica, seus impactos ambientais são apresentados como barreiras para sua expansão na matriz, tanto nos planos setoriais quanto nas entrevistas realizadas.

Do ponto de vista dos impactos socioambientais dos diversos modais, os estudos de caso mostraram alguns aspectos interessantes.

Tome-se o caso do estudo do licenciamento do Complexo Eólico Minuano (CEM), no Chuí (RS) que foi o único empreendimento de energia eólica financiado pelo PAC e licenciado pelo IBAMA no período estudado.

Identificou-se (também por meio de entrevistas) que as condicionantes e medidas mitigadoras foram consideradas mais rígidas do que nos casos de licenciamento pelos órgãos estaduais e que Benefícios esperados pela comunidade não se concretizaram após fase de instalação.

Assim, embora desejável a expansão dessa fonte sob o ponto de vista da descarbonização das fontes de energia, pode haver tendência de subdimensionamento desses impactos pelo instrumento da política ambiental, isto é, no licenciamento.

A construção de expectativas exageradas de em torno de aspectos econômicos positivos do empreendimento também foi observada no caso do licenciamento do complexo fotovoltaico de usinas de Pirapora, no estado de Minas Gerais. Esse estudo mostrou aspectos ainda mais complicados quanto à idoneidade do procedimento de licenciamento. Nesse sentido, no meio do processo de licenciamento e sob pressões do empreendedor para não realizar estudo de impacto ambiental (EIA), uma deliberação normativa do Conselho Ambiental do Estado conferiu competência à repartição licenciadora estadual para definir a classificação de impacto ambiental dos empreendimentos realizados em Minas Gerais e essa o fez mantendo o entendimento de que um empreendimento com várias unidades poderia ter licenciamento fatiado, sem análise global e mais detalhada, por meio de EIA, de seus impactos.

O estudo de caso realizado para as termelétricas, o Projeto Verde Atlântico Energias, planejado como usina termelétrica a gás natural foi ilustrativo de aspectos interessantes quanto ao modal. Apesar dos seus impactos se darem mais intensamente na implantação, os impactos da operação afetam fortemente as comunidades do entorno. Esse fato é um problema devido à conveniência de se localizarem nas proximidades do fornecimento de gás e dos locais de consumo, como as indústrias, áreas que tendem a ser populosas, ou ainda contarem com muitos espaços naturais protegidos e ecossistemas frágeis, como a costa brasileira, o que resultou na sua não aprovação.

Após a realização da pesquisa, apresentada e discutida nesta publicação, entende-se ter contribuído para a compreensão, primeiramente, das políticas públicas e respectivos instrumentos, desenvolvidos para fomentar a expansão dos modais alternativos à energia hídrica no fornecimento de energia elétrica, levadas a efeito entre os anos de 2002 e 2018 e, em segundo lugar, para as respostas dadas pelo Direito Ambiental, tanto na edição de normas quanto na sua aplicação para equacionar conflitos entre o interesse de expansão das fontes e seus impactos socioambientais.

Referências

- _____. **Energia solar deve ter 2017 com aquisições e primeiro gigawatt no Brasil.** 03/03/2017. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/noticia/entrevistas/entrevista-energia-solar-deve-ter-2017-com-aquisicoes-e-primeiro-gigawatt-no-brasil.html>. Acesso em 22/11/2017.
- _____. **Energia Solar no Brasil: Situação e Perspectivas.** Consultoria Legislativa – Câmara dos Deputados, Estudo Técnico, março/2017. Disponível em: <http://bd.camara.gov.br/bd/handle/bdcamara/32259>. Acesso em 22/11/2017.
- _____. **Energia Solar para Suprimento de Sistemas Isolados do Amazonas** - Avaliação da atratividade econômica de solução híbrida em sistemas do Grupo B do Projeto de Referência da Eletrobras Distribuição Amazonas. N° EPE-DEE-NT-091/2016-r0, 31 de outubro de 2016. Disponível em: [http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/NT%20Sist%20H%C3%ADbrido%20Grupo%20B%20AmE%20\(EPE-DEE-NT-091_2016-r0\).pdf](http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/NT%20Sist%20H%C3%ADbrido%20Grupo%20B%20AmE%20(EPE-DEE-NT-091_2016-r0).pdf). Acesso em 22/11/2017.
- _____. **EPE cadastra 1.260 projetos de energias eólica e solar para 2º LER.** 08/08/2016. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/2%C2%BA%20Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20de%20Reserva%202016%20-%20CANCELADO/EPEcadastra1260projetosdeenergiase%C3%B3licaesolarpara2%C2%BALER.aspx>. Acesso em 22/11/2017.
- _____. **EPE lança estudo de avaliação da geração de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas.** 27/04/2017. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Paginas/EPElan%C3%A7aestudodeavalia%C3%A7%C3%ADodeusinas%C3%A3odeusinas%C3%ADbridase%C3%B3lico-fotovoltaicas.aspx>. Acesso em 22/11/2017.
- _____. **EPE lança estudo para estimular projetos de energia solar nos Sistemas Isolados do AM.** 06/12/2016. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Paginas/Sistemas%20Isolados/EPElan%C3%A7a.aspx?CategoriaID=407>. Acesso em 22/11/2017.
- _____. **Fonte solar será responsável por 7 mil MW na matriz elétrica até 2024.** Publicado em 09/10/2015, última modificação em 17/05/2016. Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2Fweb%2Fguest%2Fpagina-inicial%2Foutras-noticias%2F-%2Fasset_publisher%2F32hLrOzMKwWb%2Fcontent%2Fpde-2026-preve-48-de-fontes-renovaveis-na-oferta-interna-de-energia&_101_assetEntryId=2910292&_101_type=content&_101_urlTitle=fonte-solar-sera-responsavel-por-7-mil-mw-na-matriz-eletrica-ate-2024&redirect=http%3A%2F%2Fwww.mme.gov.br%2Fweb%2Fguest%2Fpagina-inicial%2Foutras-noticias%3Fp_p_id%3D3%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dmaximized%26p_p_mode%3Dview%26_3_groupId%3D0%26_3_keywords%3Dsolar%26_3_struts_action%3D%252Fsearch%252Fsearch%26_3_redirect%3D%252Fweb%252Fguest%252Fpagina-inicial%252Foutras-noticias%252F-%252Fasset_publisher%252F32hLrOzMKwWb%252Fcontent%252Fpde-2026-preve-48-de-fontes-renovaveis-na-oferta-interna-de-energia&inheritRedirect=true. Acesso em 22/11/2017.
- _____. **Leilão de Descontratação de Energia Elétrica arrecada R\$ 105,9 milhões.** 28/08/2017. Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/leilao-de-descontratacao-de-energia-eletrica-arrecada-r-105-9-milhoes. Acesso em 22/11/2017.
- _____. **O sol nasceu pra todos.** Disponível em: http://www.greenpeace.org/brasil/pt/O-que-fazemos/Clima-e-Energia/energia-solar/?gclid=CjwKCAjw5uTM-BRAYEiwA5HxQNnksPMmiTZNdIMfXRWbmyG-31bl59Y4DDXH3URgE7DVzutAlzP5aVQxoCzDgQAvD_BwE. Acesso em 22/11/2017.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (ABSOLAR). **A hora e a vez da energia solar**. 19/04/2017. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/noticia/entrevistas/a-hora-e-a-vez-da-energia-solar.html>. Acesso em 22/11/2017.

BARBOSA, José Alberto Maia. **Contribuição à legislação brasileira no setor de energia nuclear**. Tese de doutorado. Universidade de São Paulo, 2009.

BARRETO, WILLIAM DE MIRANDA. **ELETOBRÁS: O embate por trás de sua criação**. Rio De Janeiro : Faculdade Getúlio Vargas, 2010.

BERMANN, Célio. **Estud. Impasses e controvérsias da hidreletricidade**. n.59. 2007. Disponível em <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-> Acesso em 16 out. 2017.

BRASIL. **Constituição Federal de 1988**. Promulgada em 5 de outubro de 1988. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm>. Último acesso em nov. 2017.

BRASIL. **Lei 6.938/1981**. Dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de produção e aplicação, e dá outras providências. Diário Oficial da União, 02 set. 1981.

BRASIL. **Lei nº 10762, de 11 de novembro de 2003**. Dispõe sobre a criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, altera as Leis nos 8.631, de 4 de março de 1993, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. [S. I.], 12 jul. 2020.

BRASIL. **Lei nº 11075, de 30 de dezembro de 2004**. Dispõe sobre a criação de cargos em comissão do Grupo-Direção e Assessoramento Superiores - DAS, no âmbito do Poder Executivo Federal, e dá nova redação a dispositivos das Leis nºs 10.438, de 26 de abril de 2002, 10.683, de 28 de maio de 2003, e 10.848, de 15 de março de 2004. [S. I.], 30 dez. 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L11075.htm. Acesso em: 9 jul. 2020.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Tipos de leilões**. São Paulo: CCEE, 201-. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/>

[faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atual_tipos_leiloes_n_logado?_adf.ctrl-state=5tsv4tIhL_1&_afLoop=241049013458968#!%40%40%3F_afLoop%3D241049013458968%26_adf.ctrl-state%3D5tsv4tIhL_5](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atual_tipos_leiloes_n_logado?_adf.ctrl-state=5tsv4tIhL_1&_afLoop=241049013458968#!%40%40%3F_afLoop%3D241049013458968%26_adf.ctrl-state%3D5tsv4tIhL_5). Acesso em: 29 jun. 2020.

CARVALHO, Guilherme. **Grandes obras de infraestrutura na região amazônica: histórico, tendências e desafios**. 2010.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS EM CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÃO (CGEE). **Produção de Silício grau solar no Brasil – Nota Técnica. Estudo Prospectivo em Energia Fotovoltaica**. Brasília/DF: março/2009. Disponível em: https://www.cgee.org.br/documents/10195/734063/Produ%C3%A7%C3%A3o+de+sil%C3%ADcio+grau+solar+no+Brasil_Nota+T%C3%A9cnica+CGEE_13_5304.pdf/838757da-f731-4520-8f0d-5016fad66f19?version=1.0. Acesso em 22/11/2017.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL) et. al. **Energia Solar Fotovoltaica, Estágio Atual e Perspectivas**. CIER – Congresso Internacional de Energia Renovável. Recife, 27 a 29 de agosto de 2003. Disponível em: http://www.agg.ufba.br/cier_solarfotovoltaica.pdf. Acesso em 22/11/2017.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (CRESESB). **Energia Eólica – Princípios e Aplicações**. Disponível em: http://paje.fe.usp.br/~mef-pietro/mef2/app.upload/7/_mefmi_003-05.pdf. Acesso em 22/11/2017.

CONSELHO EMPRESARIAL BRASILEIRO PARA O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL (CEBDS). **Financiamento à Energia Renovável: Entraves, Desafios e Oportunidades**. 2016. Disponível em: http://cebds.org/wp-content/uploads/2016/05/CEBDS_SUM_FINANCIAMENTO_A_ENERGIA_RENOV%C3%81VEL-entaves_desafios_oportunidades_SITE.pdf. Acesso em 20/11/2017.

CONSELHO INDIGENISTA MISSIONÁRIO. **Hidrelétrica São Manoel: Justiça acolhe pedido do MPF e assegura direito à consulta prévia a indígenas**. Conselho Indigenista Missionário (CIMI) (website), [s. I.], 16 jul. 2018. Disponível em: <https://cimi.org.br/2018/07/hidreletrica-sao-manoel-justica-acolhe-pedido-do-mpf-e-asse>

gura-direito-a-consulta-previa-a-indigenas/. Acesso em: 7 set. 2020.

CONSULTORIA LEGISLATIVA – CÂMARA DOS DEPUTADOS. **Energia Solar no Brasil: Situações e Perspectivas**. Estudo Técnico, março/2017. Disponível em: <http://bd.camara.gov.br/bd/handle/bdcamara/32259> Acesso em 22/11/2017.

DE AGUIAR, Wilson Mansur. **O uso de fontes alternativas de energia como fator de desenvolvimento social para segmentos marginalizados da sociedade**. Rio de Janeiro, junho/2004. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/wmaguiar.pdf>. Acesso em 22/11/2017.

DE AGUILAR, Renato Soares et. al. **Energia Renovável: os ganhos e os impactos sociais, ambientais e econômicos nas indústrias brasileiras**. XXXII Encontro Nacional de Engenharia de Produção. Desenvolvimento Sustentável e Responsabilidade Social: As Contribuições da Engenharia de Produção. Bento Gonçalves, RS, Brasil, 15 a 18 de outubro de 2012. Disponível em: http://www.abepro.org.br/biblioteca/enegep2012_tn_stp_167_970_19670.pdf. Acesso em 22/11/2017.

DE PIERRO, Bruno. Para aproveitar o Sol. **Revista Pesquisa FAPESP**, v.258, agosto/2017. Disponível em: <http://revistapesquisa.fapesp.br/2017/08/18/para-aproveitar-o-sol/>. Acesso em 20/11/2017.

DIÓGENES, Jamil; CLARO, João e RODRIGUES, José C. **Barriers to onshore Wind farm implementation in Brasil**. Energy Policy 128 (2019), 253-266.

DUTRA, Ricardo Marques. **Energia Solar Fotovoltaica**. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) ELETROBRAS. Departamento de Tecnologias Especiais – DTE. Disponível em: [http://www.cresesb.cepel.br/apresentacoes/20100705_Tecnologia_Solar_Fotovoltaica_\(2010_updates\).pdf](http://www.cresesb.cepel.br/apresentacoes/20100705_Tecnologia_Solar_Fotovoltaica_(2010_updates).pdf). Acesso em 22/11/2017.

ELETROBRAS. 2017. **Inventário de Gases de Efeito Estufa das empresas Eletrobras - ano base 2016**. 2017.

EMPRESA BRASILEIRA DE COMUNICAÇÃO (BRASIL). **Aneel libera turbina da Usina Hidrelétrica São Manoel para operação comercial**. Agência Brasil – Geral (website), Brasília, 19 jan. 2018. Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/geral/noticia/2018-01/aneel-li>

[bera-turbina-da-usina-hidreletrica-sao-manoel-para-operacao-comercial](https://www.aneel.gov.br/pt-br/assuntos/licitacoes/licitacao-bera-turbina-da-usina-hidreletrica-sao-manoel-para-operacao-comercial). Acesso em: 8 set. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE) (Brasil). **Leilão de Energia Nova A-4 2017**. Rio de Janeiro: EPE, 2018. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes/leilao-de-energia-nova-a-4-2017>. Acesso em: 16 jun. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE) (Brasil). **Leilões**. Rio de Janeiro: EPE, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes>. Acesso em: 1 jul. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Workshop Plano Nacional de Energia 2050 - Cenário sócio-econômico e demanda de energia**. Ministério de Minas e Energia – MME, Rio de Janeiro, novembro/2014. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/10584/10745/PNE_2050_workshop_eco_dem_vf.pdf/4203881d-d70b-4050-910e-d4dab0c6600e. Acesso em 22/11/2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional: Séries Históricas Completas, 2015b**. Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em 15 ago. 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional 2016: Ano-base 2015**. Rio de Janeiro: EPE, 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2016>. Acesso em: 16 jun. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional 2017: Ano-base 2016**. Rio de Janeiro: EPE, 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2017>. Acesso em: 16 jun. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional 2018: Ano-base 2017**. Rio de Janeiro: EPE, 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2018>. Acesso em: 16 jun. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional 2019: Ano-base 2018**. Rio de Janeiro: EPE, 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Pu>

blicacoesArquivos/publicacao-377/topico-494/BEN%202019%20Completo%20WEB.pdf. Acesso em: 16 jun. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Energia Termelétrica**: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear. Coordenação editorial Maurício Tiomno Tolmasquim. Rio de Janeiro, 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2016**. Brasília: EPE, 2017. Disponível em <<http://www.epe.gov.br/pde/Paginas/default.aspx>>. Último acesso em nov. 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Leilão da UHE São Luiz do Tapajós (Estruturante)- CANCELADO**. [S. l.], 2014. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/en/electricity-auctions/auctions/leilao-da-uhe-sao-luiz-do-tapajos-\(estruturante\)-cancelado](https://www.epe.gov.br/en/electricity-auctions/auctions/leilao-da-uhe-sao-luiz-do-tapajos-(estruturante)-cancelado). Acesso em: 7 jul. 2020.

ENERGY EGYPT. **LA Times**: World's largest solar farm rises in the Egyptian desert. <https://energyegypt.net/la-times-worlds-largest-solar-farm-rises-in-the-egyptian-desert/>

ENOVA SOLAR. **Energia Solar Fotovoltaica na Prática – Treinamento, Projeto e Instalação**. Dez/2016. Disponível em: <http://www.enovasolar.com.br/wp-content/uploads/2016/12/Programa-do-curso-12.2016.pdf>. Acesso em 22/11/2017.

EPE e MME. 2006. **Plano Decenal de expansão de energia 2006- 2015**. Rio de Janeiro; Brasília : s.n., 2006.

EPE. 2011. **Usina Hidrelétrica de São Manoel - Relatório de impacto ambiental RIMA**. 2011.

EPE. **Plano Decenal de expansão de energia**. Rio de Janeiro; Brasília. : s.n., 2017.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2019**. Rio de Janeiro; Brasília. : s.n., 2010.

ESCOLA SUPERIOR DE AGRICULTURA “LUIZ DE QUEIROZ” – UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO. **Energia Solar**. Piracicaba, 2013. Disponível em: https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/2599278/mod_resource/content/1/Energia%20Solar.pdf. Acesso em 20/11/2017.

FEARNSIDE, Philip M. 2011. **Gases de Efeito Estufa no EIA-RIMA da Hidrelétrica**. 2011.

FRAIDENRAICH, Naum. **Tecnologia Solar no Brasil. Os próximos 20 anos**. Grupo de Pesquisas em Fontes Alternativas de Energia - Departamento de Energia Nuclear Centro de Tecnologia e Geociências – Universidade Federal de Pernambuco. Disponível em: www.biblioteca.digital.unicamp.br/document/?down=13. Acesso em 24/11/2017.

GALDINO, Marco Antonio; ALMEIDA, Marcelo Pinho. **Instalações Elétricas de Sistemas Fotovoltaicos**. CEP-EL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica / Eletrobras; IEE – Instituto de Energia e Ambiente / USP. 22/09/2015. Disponível em: <http://www.iee.usp.br/sites/default/files/Marco%20Antonio%20Galdino.pdf>. Acesso em 22/11/2017.

GAS TRADING E TETRA TECH. **RELATÓRIO DE IMPACTO AMBIENTAL - RIMA - PROJETO VERDE ATLÂNTICO ENERGIAS**. 2015. Disponível em: <https://www.bullsholdings.com/assets/rima_projeto_verde_atlantico_energias.pdf>. Acesso em 19/11/2017.

GERAÇÃO SOLAR. **Absolar: energia solar fotovoltaica poderá gerar 60 mil novos empregos até 2020**. 15/04/2016. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/4926620/absolar-energia-solar-fotovoltaica-podera-gerar-60-mil-novos-empregos-ate-2020>. Acesso em 20/11/2017.

GOIÁS. Portaria nº 036 /2017-GAB. **Estabelece procedimentos para o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de usinas fotovoltaicas no Estado de Goiás**. Gabinete do Secretário de Estado de Meio-Ambiente, Recursos Hídricos, Infraestrutura, Cidades e Assuntos Metropolitanos, 16/02/2017. Disponível em: <http://goiassolar.secima.go.gov.br/wp-content/uploads/2017/10/PORTARIA20SECIMA20UFV20036-2017-GAB.pdf>. Acesso em 22/11/2017.

GOLDEMBERG, José e MOREIRA, José Roberto. 2005. **Política energética no Brasil**. Estudos. 2005.

GOMES, Aramis Pereira et al . **Carvão fóssil**. Estud. av., São Paulo , v. 12, n. 33, p. 89-106, Aug. 1998 . Disponível em <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-40141998000200006&lng=en&nrm=iso>. Acesso em 11 Set. 2020. <http://dx.doi.org/10.1590/S0103-40141998000200006>.

GOMES, João Paulo Pombeiro e Vieira; FALCÃO, Marcelo Milano. 2009. **O campo da energia elétrica no Brasil**. s.l.: FGV, 2009.

GONÇALVES, Lucas Rubbo. **Avaliação do impacto ambiental na atividade mineradora do carvão e da qualidade da água na Bacia Hidrográfica do Rio Urussanga**. 2008. 62 p. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Sanitária e Ambiental) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2008. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/124440/149.pdf?sequence=1>. Acesso em: 7 set. 2020.

GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO – SECRETARIA DE ENERGIA E MINERAÇÃO. **PDE 2026 agrada novas renováveis, mas desaponta PCHs**. 17/07/2017. Disponível em: <http://www.energia.sp.gov.br/2017/07/pde-2026-agrada-novas-renovaveis-mas-desaponta-pchs/>. Acesso em 22/11/2017.

GREENPEACE BRASIL. **Energia Solar**. Disponível em: <http://www.greenpeace.org/brasil/pt/O-que-fazemos/Clima-e-Energia/juventude-solar/energia-solar/>. Acesso em 22/11/2017.

HOUSER, Trevor. **Copenhagen, the accord and the way forward**. Washington: Peterson Institute for International Economics, 2010. 17p. Disponível em: <http://www.iie.com/publications/pb/pb10-05.pdf>. Acesso em: 18 jul. 2017

IBAHIA - REDAÇÃO ACORDA CIDADE. **Produção de energia solar no Brasil crescerá dez vezes em 2017**. 09/07/2017. Disponível em: <http://www.ibahia.com/detalhe/noticia/producao-de-energia-solar-no-brasil-crescera-dez-vezes-em-2017/>. Acesso em 22/11/2017.

IEA. **Annual Energy Outlook 2015 with Projections to 2040**. Office of Integrated and International Energy Analysis, U.S. Department of Energy. Washington D.C. 20585. 2015b. Disponível em: <http://eia.gov/forecast/aeo>. Acesso em: 15 ago. 2017.

JORNAL VALOR ECONÔMICO (ORGANIZAÇÕES GLOBO). **Usinas solares contratadas em leilão já somam investimentos de R\$ 9,5 bi**. Rio de Janeiro: EPE, 2018. Disponível em: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2020/01/16/usinas-solares-contratadas-em-leilao->

[-ja-somam-investimentos-de-r-95-bi.html?GLBID=1ca448d9a13b56b21165fde301237434724263726a6b534835444d424b50766a317a696f565562325135506a504736587354617559383871314435445069395030304a30754b424871455f356d7666782d78565a64746f476d346377464872574171507156673d3d3a303a7569776b6679736b7366776d73346330316f3037](https://valor.globo.com/empresas/noticia/2020/01/16/usinas-solares-contratadas-em-leilao-ja-somam-investimentos-de-r-95-bi.html?GLBID=1ca448d9a13b56b21165fde301237434724263726a6b534835444d424b50766a317a696f565562325135506a504736587354617559383871314435445069395030304a30754b424871455f356d7666782d78565a64746f476d346377464872574171507156673d3d3a303a7569776b6679736b7366776d73346330316f3037). Acesso em: 08 jun. 2020., às 09h40.

KEMERICH, P. D. C. et. al. **Paradigmas da energia solar no Brasil e no mundo**. Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental. Santa Maria, v. 20, n. 1, jan/abr 2016, p. 241-247 e Revista do Centro de Ciências Naturais e Exatas – UFSM. Disponível em: <https://periodicos.ufsm.br/reget/article/download/16132/pdf>. Acesso em 22/11/2017.

MARCOVITCH, Jacques (Org.). **Os Compromissos de Paris e os ODS 2030: Energia, Florestas e Redução de GEE**. São Paulo: FEA/USP, 2016. Disponível em: <https://usp.br/mudarfuturo/cms/wp-content/uploads/EAD5953-2016-textos-finais-vers%C3%A3o-site-04-12-181216-291216-F..pdf>. Acesso em 22/11/2017.

MARTINS, Lucas Zolini Ruas. **Geração centralizada de energia solar fotovoltaica e desenvolvimento local: estudo de caso da Usina de Pirapora**. 2017. 132 f. Monografia de conclusão de curso (Graduação em Administração Pública) - Fundação João Pinheiro, Escola de Governo Professor Paulo Neves de Carvalho, Belo Horizonte, 2017.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME (BRASIL). **Leilão de Descontratação de Energia Elétrica arrecada R\$ 105,9 milhões**: Foram descontratados 557,4 MW de potência instalada de energia de reserva. O Ministério (website), [s. l.], 28 ago. 2017. Disponível em: [https://web.archive.org/web/20200910192735/http://www.mme.gov.br/web/guest/todas-as-noticias/-/asset_publisher/pdAS9lcdBICN/content/leilao-de-descontratacao-de-energia-eletrica-arrecada-r-105-9-milhoes?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.mme.gov.br%2Fweb%2Fguest%2Ftodas-as-noticias%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_pdAS9lcdBICN%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-1%26p_p_col_count%3D1%26_101_INSTANCE_pdAS9lcdBICN_cur%3D26%26_101_INSTANCE_pda-](https://web.archive.org/web/20200910192735/http://www.mme.gov.br/web/guest/todas-as-noticias/-/asset_publisher/pdAS9lcdBICN/content/leilao-de-descontratacao-de-energia-eletrica-arrecada-r-105-9-milhoes?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.mme.gov.br%2Fweb%2Fguest%2Ftodas-as-noticias%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_pdAS9lcdBICN%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-1%26p_p_col_count%3D1%26_101_INSTANCE_pdAS9lcdBICN_cur%3D26%26_101_INSTANCE_pda)

S9lcdBICN_keywords%3D%26_101_INSTANCE_pdAS9lcdBICN_advancedSearch%3Dfalse%26_101_INSTANCE_pdAS9lcdBICN_delta%3D30%26p_r_p_564233524_resetCur%3Dfalse%26_101_INSTANCE_pdAS9lcdBICN_andOperator%3Dtrue. Acesso em: 10 set. 2020.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. **Programa de Eletrificação Rural**. Brasília, 2018. Disponível em: https://www.mme.gov.br/luzparatodos/Asp/o_programa.asp. Acesso em: 11 jul. 2020.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro**. Abril/2018 a Julho/2017. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/1138781/1435504/Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+El%C3%A9trico+-+Abril+-+2018_v1.pdf/6764e3b1-8e42-4a9d-a258-0a1400803a05<http://www.mme.gov.br/documents/1138781/1435504/Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+El%C3%A9trico+-+Julho+-+2017.pdf/e84e3eee-7239-4ff3-a306-afb269b1e393?version=1.0>. Acesso em 26/06/201822/11/2017.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Qualidade em Instalação de Aquecimento Solar – Boas práticas**. Dez/2009. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/10584/1985241/Qualidade_em_Instalacoes_de_Aquecimento_Solar.pdf. Acesso em 22/11/2017.

Ministério de Minas e Energia. 2016. **Relatório Matrizes Elétricas Estaduais**. 2016.

MLA style: **The Nobel Prize in Physics 1921**. NobelPrize.org. Nobel Media AB 2018. Thu. 6 Sep 2018. <https://www.nobelprize.org/prizes/physics/1921/summary/>

MME. 2017. **Tabelas do Balanço Energético Nacional**. 2017.

NASCIMENTO, Rodrigo Limp. **A Evolução da Energia Solar no Brasil**. UDOP – União dos Produtores de Bio-energia. 09/03/2017. Disponível em: <http://www.udop.com.br/index.php?item=noticias&cod=1147820>. Acesso em 22/11/2017.

NASCIMENTO, Rodrigo Limp. **Energia Solar no Brasil: Situação e Perspectivas**. Consultoria Legislativa – Câmara dos Deputados, Estudo Técnico, março/2017. Dis-

ponível em: <http://bd.camara.gov.br/bd/handle/bdcamara/32259>. Acesso em 22/11/2017.

NUSDEO, Ana Maria AMORIM, Luis Felipe Carrari de; SANTOS, André de Castro dos. **The challenging increase of renewable energy use. The evolution of Brazilian wind power supply policies**. Não publicado. 2020.

OMEGA ENERGIA. **Pirapora | Omega Energia**. [S. l.], 25 fev. 2020. Disponível em: <https://web.archive.org/web/20200225161850/http://www.omegaenergia.com.br:80/projetos/pirapora/>. Acesso em: 9 set. 2020.

PEREIRA, A.S. **Do fundo ao mecanismo: gênese, característica e perspectivas para o Mecanismo de desenvolvimento limpo; ao encontrou ou de encontro à equidade?** Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2002.

PEREIRA, Enio Bueno et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2ª. ed. São José dos Campos: INPE, 2017. Atlas. **E-book** (88 p.)

PIERRO, Bruno de. **Para aproveitar o Sol: Estudo indica áreas favoráveis para explorar a energia solar no Brasil**. Revista Pesquisa FAPESP, São Paulo, ed. 258, agosto 2017. Disponível em: <https://web.archive.org/web/20200910194755/https://revistapesquisa.fapesp.br/para-aproveitar-o-sol/>. Acesso em: 20 nov. 2017.

PORTAL SOLAR (WEBSITE). **Enel inicia operação comercial do complexo solar São Gonçalo**. Blog Solar – Portal Solar, [s. l.], 5 mar. 2020. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/enel-inicia-operacao-comercial-do-complexo-solar-sao-goncalo.html>. Acesso em: 9 set. 2020.

PORTAL SOLAR. **Setor de energia solar quer detalhamento por fonte dos custos da Conta de Desenvolvimento Energético**. In: Blog Solar - Portal Solar. [S. l.], 5 dez. 2018. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/setor-de-energia-solar-quer-detalhamento-por-fonte-dos-custos-da-conta-de-desenvolvimento-energetico.html>. Acesso em: 16 jun. 2020.

PORTAL SOLAR. **Energia Solar no Brasil**. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/energia-solar-no-brasil.html>. Acesso em 22/11/2017.

PROLO, Caroline; PEREIRA, Beatriz Marcico. **Licenciamento ambiental de projetos de energia solar**. JOTA, Coluna do Stocche Forbes, 30/08/2017. Disponível em: <https://jota.info/colunas/coluna-do-stocche-forbes/projetos-de-geracao-de-energia-solar-no-brasil-30082017>. Acesso em 22/11/2017.

RAJAMANI, Lavanya. Guiding principles and general obligation (article 2.2 and Article3) in KLEIN ET AL, *The Paris Agreement on Climate Change*. Oxford. Oxford University Press, 2017, p. 131-140.

REDAÇÃO – SENADO NOTÍCIAS. **Energia Solar é tema de audiência na Comissão Senado do Futuro**. 13/09/2017. Disponível em: <https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2017/09/13/energia-solar-e-tema-de-audiencia-na-comissao-senado-do-futuro>. Acesso em 20/11/2017.

REDAÇÃO ECODEBATE. **Principal desafio da energia solar é político, afirmam especialistas**. 01/09/2016. Disponível em: <https://www.ecodebate.com.br/2016/09/01/principal-desafio-da-energia-solar-e-politico-afirmam-especialistas/>. Acesso em 20/11/2017.

REIS, Dartisson de Castro. **Análise crítica do processo de licenciamento ambiental de usinas fotovoltaicas**. Universidade Federal de Minas Gerais – Faculdade de Engenharia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Belo Horizonte, 2015. Disponível em: <https://www.ppgee.ufmg.br/defesas/1138M.PDF>. Acesso em 22/11/2017.

REVISTA ECONOMIA E ENERGIA (Brasil). **BRASIL – ENERGIA EM 2002: PRINCIPAIS INDICADORES**. 39. ed. [S. l.], junho 2003. Disponível em: https://www.ecen.com/eee39/brasil_energia_em_2002.htm.

REVISTA ÉPOCA – GLOBO. **Governo deixa fonte solar de fora de um dos leilões de energia de 2017**. 09/08/2017. Disponível em: <http://epoca.globo.com/ciencia-e-meio-ambiente/blog-do-planeta/noticia/2017/08/governo-deixa-fonte-solar-de-fora-de-um-dos-leiloes-de-energia-de-2017.html>. Acesso em 22/11/2017.

RODRIGUES, Alex. **Índios ocupam canteiro de obras da Usina de São Manoel no Pará**. Site da EBC Agencia Brasil. [Online] Empresa Brasil de Comunicação. <http://agenciabrasil.ebc.com.br/geral/noticia/2017-07/indios-o>

cupam-canteiro-de-obras-da-usina-de-sao-manoel-no-para. Acesso em 20 out. 2017.

SALAMONI, Isabel Tourinho. **Um programa residencial de telhados solares para o Brasil: diretrizes de políticas públicas para a inserção da geração fotovoltaica conectada à rede elétrica**. Florianópolis – SC, 2009. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/92659/270188.pdf?sequence=1>. Acesso em 22/11/2017.

SÃO PAULO. Resolução SMA nº 74, de 04 de agosto. **Dispõe sobre o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica por fonte solar fotovoltaica**. Publicada no DOE de 05/08/2017, seção I, pág. 69. Disponível em: <http://arquivos.ambiente.sp.gov.br/legislacao/2017/08/resolucao-sma-074-2017-proceso-3222-2017-estabelece-procedimentos-para-o-licenciamento-ambiental-de-usinas-fotovoltaicas-agosto.pdf>. Acesso em 20/11/2017.

SAUAIA, Rodrigo Lopes. **Energia Solar Fotovoltaica: Panorama, Oportunidades e Desafios**. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – ABSOLAR, Brasília (DF), 15.6.2016. Disponível em: <http://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-permanentes/cme/audiencias-publicas/2017/7-6-2017-incentivos-a-geracao-de-energias-renovaveis/apresentacoes-1/4%20-%20Rodrigo%20Lopes%20-%20ABSOLAR.pdf>. Acesso em 22/11/2017

Scherer-Warren, Ilse e Reis, Maria José. **DO LOCAL AO GLOBAL: A TRAJETÓRIA DO MOVIMENTO DOS ATINGIDOS**.

SECRETARIA DE ENERGIA E MINERAÇÃO – GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO. **São Paulo regula o licenciamento ambiental para geração de energia solar**. 08/08/2017. Disponível em: <http://www.energia.sp.gov.br/2017/08/sao-paulo-regula-o-licenciamento-ambiental-para-geracao-de-energia-solar/>. Acesso em 22/11/2017.

SECRETARIA DE ESTADO DE MEIO AMBIENTE E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL DE MINAS GERAIS (Estado de Minas Gerais). Superintendência Regional de Meio Ambiente do Norte de Minas, da Subsecretaria de Regularização Ambiental (SURAM). **Parecer Técnico de Licença Ambiental Simplificada (RAS) nº 0297914/2018**.

[S. I.], p. pp.2-6, 19 abr. 2018. Disponível em: <http://sistemas.meioambiente.mg.gov.br/licenciamento/uploads/Fs418a0GKwv9ry0sCF5tEXFTtg8oaeMn.pdf>. Acesso em: 7 set. 2020.

SANTOS, André de Castro dos. Geração compartilhada e distribuída da energia fotovoltaica: instrumento de inclusão social e promotor do cumprimento dos objetivos do desenvolvimento sustentável (ODS), in **Mudanças Climáticas - Conflitos Ambientais e Respostas Jurídicas.**/ Antonio Herman Benjamin (Org.); Ana Maria Nusdeo (Org.). São Paulo: Instituto O Direito por um Planeta Verde, 2019.

SILVA, Palmira F. **Breve história da energia solar.** Instituto Superior Técnico – Universidade Técnica de Lisboa. Disponível em: <http://web.ist.utl.pt/palmira/solar.html>. Acesso em 22/11/2017.

SILVA, R. M. **Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios.** Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, Brasília, fevereiro/2015 (Texto para Discussão nº 166). Disponível em: <https://www12.senado.leg.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/textos-para-discussao/td166>. Acesso em 22/11/2017.

SILVEIRA, Maria Luíza Gesser da e PFITSCHER, Elisete Dahmer . 2013. **RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL: ESTUDO COMPARATIVO ENTRE EMPRESAS DE ENERGIA ELÉTRICA DA REGIÃO SUL DO BRASIL.** Perspectivas em Gestão & Conhecimento. n. 2,, 2013, Vol. v. 3.

SILVEIRA, Paula Galbiatti. **Ponderando a proteção climática com outros interesses ambientais: o direito das energias renováveis no Brasil e na Alemanha em perspectiva comparada.** 2020. Dissertação (Doutorado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Universität Bremen, [S. I.], 2020.

SINIMBU, Fabíola. **Potencial para gerar energia solar ainda é pouco explorado no Brasil.** EBC – Agência Brasil. Brasília, 06/06/2017. Disponível em: <http://agenciabrasil.ebc.com.br/pesquisa-e-inovacao/noticia/2017-06/energia-solar-e-preferida-entre-consumidores-que-geram-propria>. Acesso em 22/11/2017.

VALOR ECONÔMICO – SECRETARIA DE ENERGIA E MINERAÇÃO. **Energia solar é área promissora para**

futuros empreendedores. CETESB – Biogás, 31/05/2017. Disponível em: <http://biogas.cetesb.sp.gov.br/2017/05/31/energia-solar-e-area-promissora-para-futuros-empreendedores/>. Acesso em 22/11/2017.

WALTEMBERG, Davi A.M. O direito da energia Elétrica e a ANEEL. SUNDFELD, Carlos Ari. **Direito Administrativo Econômico.** São Paulo: Malheiros, 2001, p. 352-377.

WALTEMBERG, David, M. A. **Perspectivas para a participação da iniciativa privada na geração núcleo-elétrica no Brasil,** 2009.

WANDERLEY, A. C. F. **Energia Solar Fotovoltaica: Desenvolvimento no Brasil e a contribuição do Instituto Federal do Rio Grande do Norte.** Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia – Rio Grande do Norte. Disponível em: <http://leonardo-energy.org.br/wp-content/uploads/download-manager-files/ENERGIA%20SOLAR%20FOTOVOLTAICA%20-%20IFRN.pdf>. Acesso em 22/11/2017.

WILKERSON, Jordan. **Reconsidering the Risks of Nuclear Power.** Harvard University's Science on the News (SITN), Cambridge, MA, EUA, 25 out. 2016. BLOG, SPECIAL EDITION: DEAR MADAM/MISTER PRESIDENT, Sem paginação. Disponível em: <http://sitn.hms.harvard.edu/flash/2016/reconsidering-risks-nuclear-power/>. Acesso em: 1 set. 2020.

WWF – BRASIL. **Desafios e Oportunidades para a energia solar fotovoltaica no Brasil: recomendações para políticas públicas.** Brasília, junho/2015. Disponível em: http://d3nehc6yl9qzo4.cloudfront.net/downloads/15_6_2015_wwf_energ_solar_final_web_3.pdf. Acesso em 20/11/2017.

ANEXO I

ANEXO I – LISTA DE ENTREVISTADOS ⁴⁴

Coordenador do Programa de Energia e Sustentabilidade do Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor (Idec)	Entrevistado 1
Professora da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP)	Entrevistada 2
Integrante da ONG Instituto Pró-Pampa e responsável pelo estudo de alguns dos programas ligados à viabilidade do Centro Eólico Minuano	Entrevistado 3
Professora do Instituto de Energia e Ambiente (IEE) da Universidade de São Paulo (USP)	Entrevistada 4
Professor da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade (FEA) e do Instituto de Relações Internacionais (IRI) da Universidade de São Paulo (USP)	Entrevistado 5
Superintendente de Engenharia da Itaipu Binacional e Professor da Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE)	Entrevistado 6
Professor do Instituto de Física (IF) da Universidade de São Paulo (USP)	Entrevistado 7
Advogada e mestre em gás natural pela Universidade de São Paulo (USP)	Entrevistada 8
Coordenador na WWF-Brasil	Entrevistado 9
Ex-membro do Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor (Idec), consultor em energia e mudanças climáticas	Entrevistado 10
Professor da Escola de Comunicações e Artes (ECA) e do Instituto de Energia e Ambiente (IEE) da Universidade de São Paulo (USP)	Entrevistado 11
Presidente da Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR)	Entrevistado 12
Administrador de ativos na EDP Renováveis Brasil	Entrevistado 13

⁴⁴ As entrevistas são referidas de modo anonimizado, apontando-se o setor e cargo do entrevistado.

