Curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética

ERG-012 - Monografia

Análise do potencial de descarbonização da matriz elétrica brasileira a partir da substituição de insumos nas termoelétricas e o avanço da biomassa

Orientadora: Profa Dra Patrícia Helena Lara dos Santos Matai

Aluna: Mirian Pires Pereira

Novembro 2021

Resumo

As mudanças climáticas trazem incertezas à disponibilidade de recursos naturais e afetam a geração elétrica por fontes renováveis. O Brasil tem a matriz elétrica predominantemente hidráulica e tem passado por estiagens que ameaçam o suprimento elétrico do país. Para contornar o risco, houve o aumento da geração elétrica de térmicas fósseis, na contramão das ações necessárias para o controle das emissões de gases de efeito estufa. Assim, este trabalho tem por objetivo analisar o potencial de descarbonização da matriz elétrica brasileira a partir da substituição dos insumos de usinas térmicas por fontes de biomassa.

Sumário

1. Introdução 5

2. Objetivo 6

3. Revisão da literatura 6

3.1. Mudanças climáticas e geração elétrica no Brasil 6

3.2. Transição energética e metas climáticas 12

3.3. Metodologias de quantificação de emissões 17

3.4. Termoeletricidade 23

3.5. Termoelétricas fósseis 24

3.6. Termoelétricas renováveis 30

4. Metodologia 38

5. Resultados 47

5.1. Análise de dados históricos da geração de energia elétrica 47

5.2. Potencial de geração de energia a partir da biomassa 53

5.3. Biomassa no PNE 2050 e PDE 2030 58

5.4. Fator de emissão da rede 61

5.5. Potencial de descarbonização 62

6. Conclusão 65

7. Referências bibliográficas 67

Siglas

ABIOGAS - Associação Brasileira de Biogás

ABREN - Associação Brasileira de a Recuperação Energética de Resíduos

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

ACV Análise de Ciclo de Vida

CCS Captura e armazenamento de carbono

COP - Conferência das Partes

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

GEE - Gases de Efeito Estufa

GHG – Greenhouse Gas

GWP – Gloval Warming Potencial

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

IPCC - Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas

ISO – International Standards Organization

MCTI – Ministério da Ciência, tecnologia e inovações

MDL – Mecanismos de Desenvolvimento Limpo

NBR – Norma Brasileira

NDC - Contribuição Nacionalmente Determinado

PDE - Plano Decenal de Expansão de Energia

PNE - Plano Nacional de Energia

PNUMA (Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente

SIN - Sistema Interligado Nacional

TI - Terra indígena

TQ - Terra quilombola

UC - Unidade de conservação

1. Introdução

Organizações e acordos mundiais têm trazido cada vez mais a urgência das ações em prol do controle das mudanças climáticas. O Brasil tem posição confortável no ranking das matrizes elétricas mais renováveis do mundo. Contudo, nos últimos anos, em busca de maior segurança para o fornecimento de energia elétrica, houve uma crescente expansão de usinas termoelétricas. Essa mudança da matriz elétrica brasileira, somada às recentes crises hídricas que forçaram o acionamento de térmicas fósseis intermitentes, já mostrou seu reflexo no aumento das emissões de CO_2 equivalente do setor. (EPE, 2018a).

Nesse contexto, o planejamento do setor elétrico deve levar em conta as mudanças climáticas, no que tange a necessária redução efetiva de emissões de gases de efeitos estufa (GEE), através do emprego de fontes renováveis. Entretanto, observa-se a crescente expansão dessas fontes, as quais são intermitentes por dependerem de fenômenos naturais não cíclicos e controláveis, trazendo riscos relacionados às incertezas climáticas do suprimento de recursos naturais a geração elétrica (Moreno, 2017).

Assim, com o objetivo de trazer mais estabilidade e segurança ao abastecimento elétrico ao país, o sistema elétrico necessitará cada vez mais de geração despachável em resposta à demanda, com capacidade de acionamento rápido. Historicamente, as termelétricas fósseis empenham um papel importante no setor elétrico brasileiro, ao suprir energia elétrica em atendimento à demanda nacional. (Instituto Acende Brasil, 2016).

Por razões econômicas, técnicas e políticas, a tendência de participação de termelétricas na matriz elétrica brasileira é crescente (Silva e Colombo, 2016). Visando ao atendimento da demanda de expansão do setor de energia elétrica a partir de energia térmica, sem afetar o compromisso do país em reduzir suas emissões de GEE, são necessários estudos para a substituição de combustíveis de fontes não renováveis nas usinas termoelétricas por alternativas renováveis e menos poluentes.

Nesse sentido, políticas recentes como o Novo Mercado de Gás, o Marco Legal do Saneamento e o Programa Renovabio incentivam potenciais termoelétricos renováveis e menos poluentes que podem ser explorados, fortalecendo a segurança do sistema em relação à intermitência de outras fontes renováveis. (Vieira et al, 2018)

2. Objetivo

Este trabalho tem o objetivo de analisar o potencial de descarbonização da matriz elétrica brasileira a partir da substituição de insumos das termoelétricas fósseis por biomassa residual. Os objetivos específicos são: analisar o histórico de geração elétrica por fontes, analisar o planejamento energético de médio e longo prazo, estimar o potencial de geração de energia elétrica através de diversas fontes de biomassa residual, avaliar as emissões de dióxido de carbono do Sistema Interligado Nacional e, por fim, estimar a redução de emissões de dióxido de carbono com o potencial de geração a biomassa encontrado.

3. Revisão da literatura

3.1. Mudanças climáticas e geração elétrica no Brasil

Mudança climática é o termo utilizado para definir as alterações relacionadas direta ou indiretamente às atividades humanas, as quais alteram a composição da atmosfera mundial. Elas definem mudanças de longo prazo, tanto de maneira global quanto local, tais como: alteração no padrão conhecido de variáveis climáticas; aumento da frequência e intensidade de eventos extremos (inundações, vendavais, secas, etc); aumento da temperatura global, dentre outras decorrências (IPCC, 2018a).

Esse conjunto de efeitos é relacionado ao crescimento da emissão de gases de efeito estufa pela atividade humana, principalmente pelo uso intensivo de combustíveis fósseis. A perda do padrão climático interfere em todo um conhecimento técnico científico que foi desenvolvido para a manutenção da sociedade, como o manejo natural para a produção agrícola e a geração de energia.

Tais mudanças são complexas e pouco preditivas. Além disso, os maiores esforços para projeção dos cenários da mudança do clima são coordenados pelo IPCC (*The Intergovernmental Panel on Climate Change*), resultando em previsões mais globais dos impactos. Diversas frentes de esforços científicos são empenhadas a fim de desenvolver a ciência da mudança do clima, com o intuito de compreender quais serão os impactos nos diferentes países, a fim de direcionar ações de controle e mitigação (EPE, 2018a).

Ao mesmo tempo, a comunidade científica brasileira trabalha para fazer modelagens em escala local, a fim de mensurar os impactos das mudanças climáticas em atividades socioeconômicas, como a geração de energia elétrica. Contudo, os fenômenos e modelagens ainda não possuem precisão suficiente para que as mudanças no clima sejam consideradas como uma variável determinante no planejamento energético de médio e longo prazo (EPE, 2018a).

Apesar das evidências das mudanças no clima, ainda não é possível fazer conclusões ou previsões sobre os caminhos das alterações, isso impede que sejam feitas inferências para direcionar o planejamento energético. O Plano Nacional de Energia (PNE) 2050 não considera qualquer alteração nos potenciais de recursos inventariados em função dos resultados de estudos sobre mudanças climáticas, mas afirma que tão logo esses efeitos sejam conhecidos e mensurados, será necessário proceder em alterações dos inventários hidrelétricos de bacias hidrográficas, atlas eólicos, entre outros. (EPE, 2021a).

A EPE (2018) considera prioridade para o planejamento energético a melhor compreensão dos fenômenos relacionados à distribuição e disponibilidade do recurso hídrico, visando mensurar o impacto das mudanças climáticas sobre a geração hidrelétrica, principal contribuinte da matriz elétrica brasileira. No caderno sobre mudanças climáticas (EPE, 2018a), é apontado que os estudos de predição climática realizados pelo INPE (MCTI, 2016) revelam a maior vulnerabilidade à mudança climática identificada no setor de energia, sendo necessário que, tanto os empreendimentos, quanto a infraestrutura de energia, revisem sua vulnerabilidade a tais fenômenos e assegurem que a matriz elétrica seja mais resiliente a eles.

A geração de energia e as mudanças climáticas estão intrinsecamente relacionadas. Seja pela alta contribuição que o setor tem na emissão de gases de efeito estufa mundialmente, ou pela dependência que algumas fontes têm dos recursos naturais. A construção de cenários de base científica é de extrema importância para o planejamento energético de fontes renováveis e dependentes de recursos naturais. Segundo o relatório Avaliação Ecossistêmica do Milênio (*Millennium Ecosystem Assessment*, 2005), o futuro pode ser melhor ou pior do que os cenários projetados, de acordo com as decisões tomadas pelos diferentes atores e a mudança de variáveis elencadas para a construção dos cenários.

A matriz energética do Brasil se destaca por possuir uma grande participação de fontes renováveis. As emissões de GEE do setor de energia por unidade de energia consumida no Brasil são menores em relação a outros países. Entretanto, é esperado que, a partir de uma perspectiva de crescimento associada à redução do nível de pobreza, haja um aumento do consumo energético per capita (EPE 2021a). A Figura 1 apresenta a participação de fontes renováveis em diversos países. Observa-se que o Brasil apresenta queda da participação das renováveis a partir de 1990, enquanto os demais países amostrados apresentam crescimento a partir dos anos 2000.

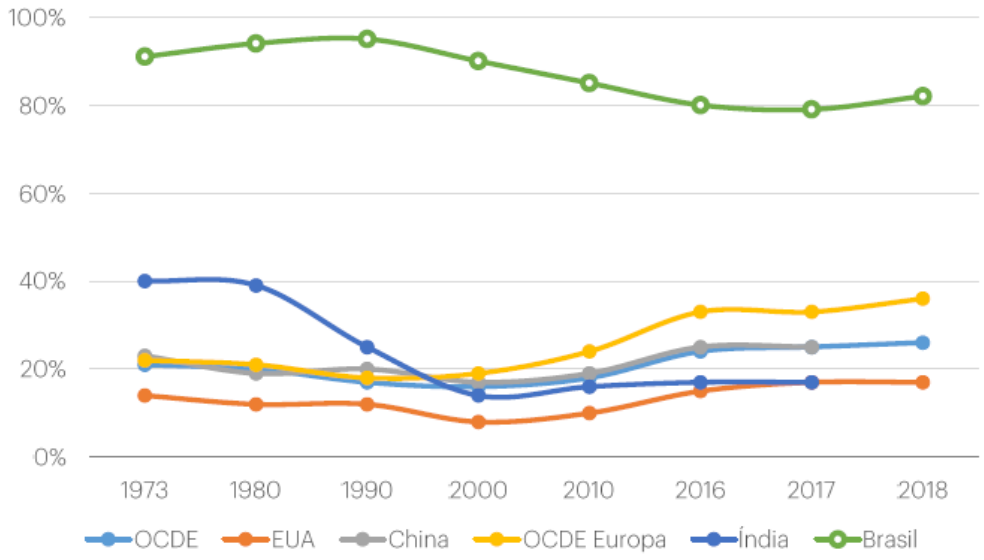

Figura 1 - Participação de renováveis no Brasil e países selecionados (Fonte: EPE, 2021a)

A energia hidrelétrica é um importante recurso de energia renovável. É provável que as mudanças climáticas alterem a distribuição e disponibilidade hídrica e, consequentemente, a geração de energia hidrelétrica. Por outro lado, essa fonte renovável contribui significativamente para evitar emissões GEE e mitigar os efeitos das mudanças climáticas (Moreira, 2017).

Apesar da incontestável dificuldade de mensuração dos impactos no planejamento energético, a matriz elétrica brasileira, composta majoritariamente por hidrelétricas, passa por crises cada vez mais frequentes devido à mudança no regime de chuvas (Esfera Energia, 2021).

Possivelmente efeito das mudanças no clima, os longos períodos de estiagem e chuvas intensas e localizadas são uma combinação desfavorável para o abastecimento de bacias e aquíferos. Além disso, ações antrópicas e políticas, como mudanças do uso do solo, desmatamentos, redução legal da proteção de matas ciliares e usos concorrentes da água, intensificam a ameaça climática para o pilar de geração elétrica no Brasil (Lima et al, 2014).

Em 2021, vive-se a terceira grande crise hídrica do milênio. A dependência da matriz energética brasileira é tão grande da fonte hidrelétrica, que crise hídrica se tornou sinônimo de crise no setor elétrico.

As crises de 2001, 2014 e, atualmente, em 2021, são marcadas pelos baixos níveis dos reservatórios das regiões Sudeste e Centro-Oeste, visto que representam aproximadamente 70% da capacidade de armazenamento de energia em forma de água do Sistema Interligado Nacional (SIN). A Tabela 1 apresenta a capacidade máxima de armazenamento de energia potencial nos reservatórios do Brasil.

Tabela 1 - Capacidade máxima de armazenamento MWmês

Sudeste / Centro-Oeste	203.567	70%
Sul	19.897	7%
Nordeste	51.602	18%
Norte	15.165	5%

(ONS, 2021)

A Figura 2 demostra a condição dos reservatórios desde 1996. Em anos de crise, chegou a cerca de um terço da capacidade, atingindo seu menor valor em 2001, 29%, culminando em fortes políticas de racionamento. De 2002 a 2013, os reservatórios apresentaram níveis acima de 60%, chegando a 95% em 2011. A crise de 2014 atingiu níveis de 36%. Após esse período, observa-se que a recuperação dos reservatórios se mostrou aquém da média histórica, atingindo no máximo 56%. Tal marca culminou em outra crise subsequente, em 2021, atingindo a marca da crise de 2001, de 29%.

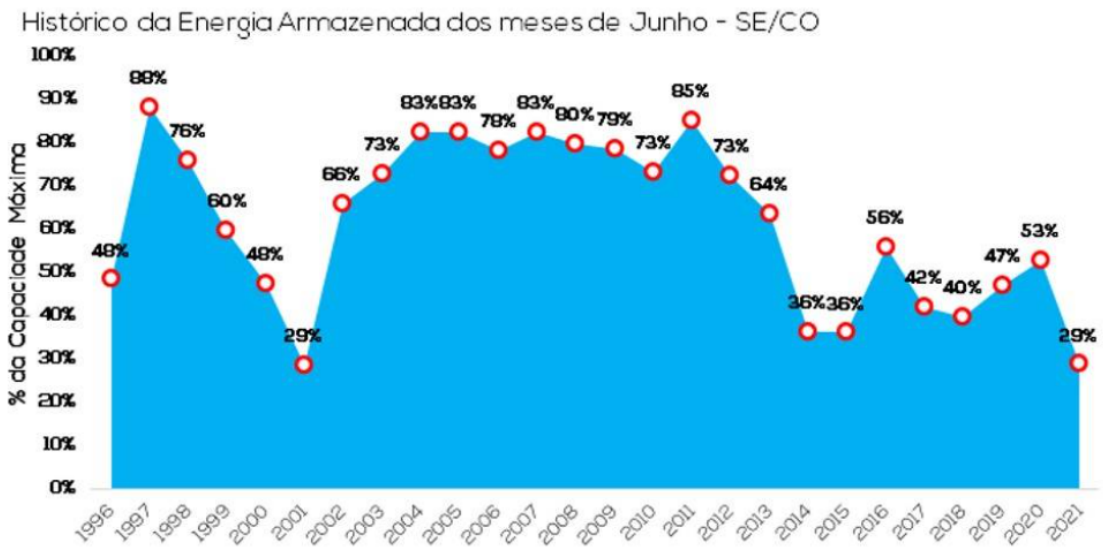

Figura 2 – Histórico da energia armazenada nos meses de julho SE/CO (Fonte: Esfera Energia, 2021)

O baixo armazenamento dos reservatórios é resultado direto do clima. Na Figura 3, observa-se o regime de chuvas das regiões Sudeste e Centro-Oeste em relação a sua média histórica. As crises no setor elétrico estão nitidamente localizadas em anos de escassez de chuvas, com altos déficits em relação à média histórica. Contudo, verifica-se também que a média móvel vem progressivamente diminuindo, desde a crise de 2014, anunciando períodos críticos no setor elétrico caso a tendência climática se mantenha.

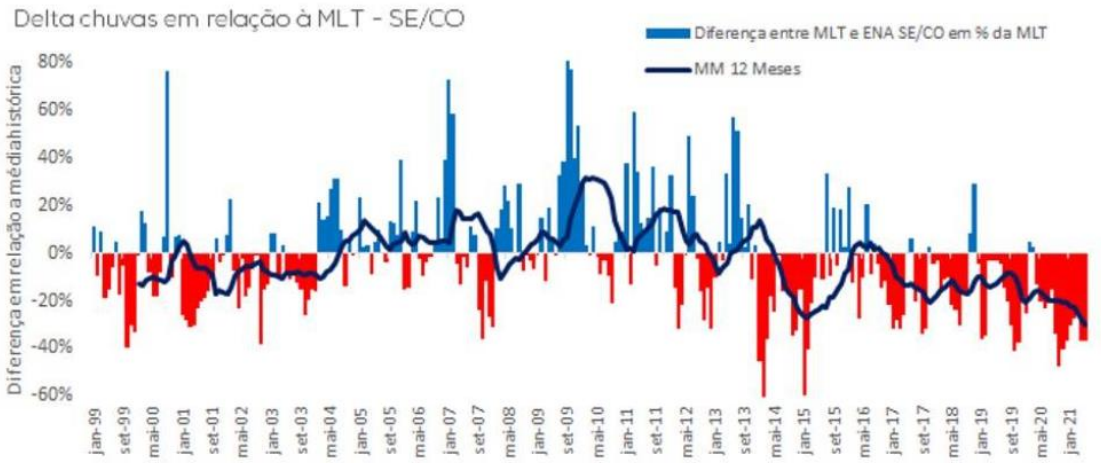

Figura 3 – Variação da média anual das chuvas em relação à média histórica (Fonte: Esfera Energia, 2021)

Esses dados ilustram o impacto climático na geração de energia a partir de fonte hidrelétrica, porém todas as fontes renováveis são em algum grau suscetíveis aos riscos climáticos. Assim, a alta participação de fontes renováveis exige maiores cuidados em termos de segurança do abastecimento. A EPE (2021a), no documento PNE 2050, pontua a necessidade de avaliar os impactos eletroenergéticos em termos de grau de complexidade do planejamento e execução da operação por conta de efeitos de mudanças climáticas sobre disponibilidade de energia e de fomento a estudos envolvendo cenários extremos, a fim de trazer análises e informações para apoiar a tomada de decisão do planejamento energético diante das mudanças climáticas.

A energia elétrica é vetor de desenvolvimento. A iminente eletrificação da economia reforça a energia elétrica como principal fonte energética em um futuro próximo. Assim, o esperado aumento de demanda, somado aos efeitos imprevisíveis das mudanças na distribuição de recursos naturais, trará novos desafios para o planejamento energético, a fim de conciliar a segurança de abastecimento do sistema, fontes intermitentes e descarbonização da matriz. (EPE, 2018a)

3.2. Transição energética e metas climáticas

A transição energética é dada pela mudança estrutural da matriz energética. O consumo de combustíveis fósseis cresceu vertiginosamente a partir de 1950, colocando-se como a principal fonte energética, substituindo a queima de madeira. É esperado que essa fonte alcance seu pico em breve, diminuindo sua contribuição gradativamente e cedendo espaço para fontes energéticas renováveis (IEA, 2021a).

Incentivada pela necessidade de redução nas emissões de GEE, a transição energética visa alternativas de baixo carbono, a fim de reduzir o impacto na atmosfera e nos recursos naturais. Existem diversas possibilidades para redução dos impactos da emissão de GEE. As políticas para incentivar tais ações levam em conta particularidades de cada país, estado ou município, considerando fatores socioeconômicos e ambientais, com o intuito de alcançar uma estratégia bem-sucedida de descarbonização.

A EPE (2018a) elenca quatro aspectos a serem considerados na construção da estratégia de descarbonização da matriz energética: (i) Energético, a busca por fontes não emissoras e por maior eficiência energética; (ii) Ambiental, aproveitamento dos recursos naturais para fins energéticos, minimizando os impactos e respeitando as legislações vigentes; (iii) Econômico, alinhamento das prioridades e capacidades econômicas do contexto; e (iv) Tecnológico, favorecimento de potencialidades locais, contextos industriais e tecnológicos (EPE, 2018a).

O objetivo da transição energética também é frear os efeitos das mudanças climáticas, os quais ocorrem de maneira global. Assim, acordos e mecanismos como a Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC), firmam compromissos para a redução de GEE em prol da descarbonização, de forma voluntária e com metas determinadas por cada país de acordo com seu planejamento (MRE, 2021).

O Brasil é um país signatário da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre

Mudança do Clima, assumindo compromisso voluntário de redução de emissões de GEE, tendo como base o ano de 2005. A NDC brasileira se compromete com a redução das emissões líquidas totais de gases de efeito estufa em 37% em 2025, e assume oficialmente o compromisso de reduzir em 43% as emissões brasileiras até 2030. A NDC também indica a neutralidade climática (emissões líquidas nulas) em 2060 (MRE, 2021).

Em função da recessão econômica em curso desde 2014, a trajetória da economia nacional tem sido inferior àquela projetada em 2015, ano da primeira declaração das NDC pelos países signatários do Acordo de Paris. Assim, as menores taxas projetadas de crescimento de demanda de energia contribuem para a diminuição das emissões absolutas de GEE, fazendo com que o atendimento das NDC ocorra sem o esforço necessário para redução das emissões relativas (EPE, 2018a).

A análise de indicadores absolutos exige cautela, pois podem sugerir percepções equivocadas da trajetória de descarbonização de um país. O Brasil e diversos países em desenvolvimento ainda têm níveis de consumo de energia per capita inferiores a países desenvolvidos. Assim, a redução das emissões, sem a mudança de estratégias de crescimento, pode significar manutenção ou aumento do nível de pobreza no país (Lilliestam, 2020) (Tolmasquim, 2016)

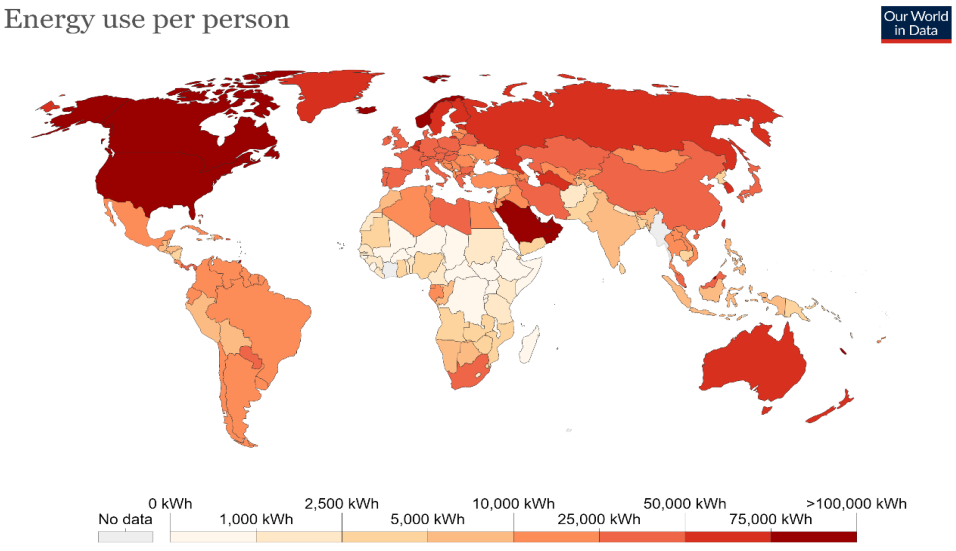

Figura 4 – Uso de energia por pessoa (Fonte: Our World in Data)

Ainda assim, estudos recentes mostram, com alto grau de confiabilidade, que os compromissos firmados (NDC) atuais não são ambiciosos o suficiente para limitar o aumento da temperatura média em 1,5°C acima dos níveis pré-industriais (EPE, 2018a).

Historicamente, o Brasil conta com mecanismos que apoiam a redução de emissões, ainda que o objetivo principal não seja esse, e sim o fortalecimento da sinergia entre setores estratégicos e o setor elétrico. Dentre eles, se destacam o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), leilões de fontes alternativas e de reserva, o Sistema de Compensação de Energia, Programas de Eficiência Energética da ANEEL (PEE) e o Selo Procel. Vale ressaltar também as políticas de incentivo a biocombustíveis, que fortalecem a relação entre o setor agrícola e energético, como o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB), o Programa Nacional do Álcool (Proálcool), na década de 1970, e o RenovaBio em 2017(EPE, 2021a).

Os mecanismos de incentivo têm efeito sobre os caminhos do mercado energético, pois direcionam ações através de políticas e isenções. A precificação de carbono, existente apenas de forma voluntária no Brasil, tem o poder de direcionar as ações futuras, valendo-se do princípio de poluidor pagador. Além disso, formas reguladas pelo poder público de precificação de carbono, como a tributação sobre a intensidade de carbono de produtos, pesariam diretamente sobre o retorno de investimento de projetos carbono intensivos.

Entretanto, alguns trabalhos que analisaram os efeitos da precificação de carbono em países mais consolidados no quesito, concluem que não houve mudanças tecnológicas significativas para estimular metas se carbono zero. Foram identificadas mudanças de curto prazo e até aumento do consumo. (Lilliestam et al, 2020)

A descarbonização decorrente do crescimento das fontes renováveis é esperada. Da mesma forma, os riscos relativos à segurança do fornecimento de energia aumentam devido à intermitência dos recursos naturais. Dentre as ações para aumentar a segurança do sistema estão o aumento de eficiência. A

promoção da eficiência de processos existentes apresenta boa relação custo-benefício, como o aumento da geração de energia sem aumento de potência instalada em plantas em operação, a redução de consumo em todos os setores oriundos de programas de eficiência energética e novos produtos e tecnologias. Além da eficiência ambiental de empreendimentos de geração como captura de carbono, sistemas de tratamento mais eficientes e utilização de insumos menos poluentes (EPE, 2021a).

A iminente descentralização da geração elétrica através da expansão de projetos de geração distribuída, em conjunto com a implantação de sistemas avançados de monitoramento e controle das redes, também contribuirá para a redução das emissões, visto que a micro e mini-geração distribuída são representadas, em sua maioria absoluta, por energias renováveis, principalmente por usinas solares. Essa nova dinâmica da rede traz novos desafios para o planejamento energético (EPE, 2021a).

Para médio e longo prazo, diversos arranjos são estudados com tecnologias e modelos disruptivos no setor elétrico, como a geração complementar de fontes renováveis em conjunto com o armazenamento para adequação do despacho de energia (EPE, 2021a). O armazenamento pode ser feito de diversas formas através de baterias de lítio, hidrogênio e reservatórios hidrelétricos. (EPE, 2021a)

As baterias de lítio estão em contínuo desenvolvimento para servir a eletrificação da economia, principalmente no setor de transporte. Já existem baterias para salvaguardar residências que utilizam painéis fotovoltaicos, e subestações que servem pequenas cidades por algumas horas. Porém, alguns pontos ainda estão em análise e desenvolvimento, como os riscos de incêndios de origem química, difíceis de lidar no caso de falhas, e a preocupação de questões socioambientais na exploração do mineral (Diaz et al, 2020).

O hidrogênio surge como grande aposta energética renovável, quando produzido através de fontes renováveis, como água e metano, oriundo da digestão anaeróbica da biomassa. O elemento é naturalmente abundante, não produz emissões de GEE quando utilizado em células de combustível, não é tóxico e

apresenta poder calorífico muito alto, permitindo a mobilidade do combustível. Contudo, a produção de hidrogênio renovável é recente e ainda não consolidada, da mesma forma que seu armazenamento e logística ainda têm questões de segurança a serem resolvidas (EPE, 2021c).

Além das fontes de energia, surgem discussões de novos modelos de planejamento energético, como a utilização dos reservatórios das usinas hidrelétricas como despacho complementar a outras fontes renováveis intermitentes, que reproduziriam a função de baterias (EPE, 2019c). Desse modo, a energia das usinas hidrelétricas seria despachada em horários e períodos de pouca ou nenhuma produção de fontes intermitentes.

A exemplo da possível relação complementar entre as fontes de geração hídrica e eólica: os meses de ventos mais fortes no Nordeste (maior produção de energia eólica), coincidem com os meses de períodos de estiagem no Sul e Sudeste, quando os níveis dos reservatórios hidrelétricos estão mais baixos (menor produção de energia hídrica). Ainda assim, esse novo modelo exige aumento expressivo da capacidade instalada de outras renováveis, para que possa ser complementar a energia hidrelétrica, que hoje supera em cerca de oito vezes a geração eólica (EPE, 2021a), segunda maior fonte renovável do país.

Essas alternativas devem trazer efeitos de médio e longo prazo na matriz elétrica brasileira. Entretanto, a transição energética acontece também a partir de transformações de curto e médio prazo que desenham uma trajetória de descarbonização. O importante trabalho realizado pelas usinas termoelétricas fósseis e renováveis de assegurar o abastecimento do sistema elétrico deve ser aprimorado através da substituição de insumos, desenvolvimento de tecnologias menos poluentes e novos modelos (Vieira et al, 2018).

A descentralização geralmente é associada a aspetos tecnológicos. Porém, interfaces e dimensões nos modelos de descentralização, principalmente envolvendo setores notáveis no cenário brasileiro com potencial de produção de biogás, como agricultura, pecuária e saneamento, podem trazer benefícios que extrapolam o setor energético (EPE, 2021a).

3.3. Metodologias de quantificação de emissões

O conceito de poluição ambiental é dado em diversas escalas. Localmente, a poluição ambiental pode ser entendida pelo impacto direto de uma determinada ocorrência antrópica ou natural sobre o meio ambiente e sociedade, como despejo incorreto de efluentes em um curso d'água, ocasionando perturbação a vida aquática, terrestre e antrópica que, direta ou indiretamente, se beneficiam dessa água (Brasil, 1981).

O impacto global não deixa de ser uma soma dos impactos locais. As mudanças climáticas discorridas no início deste trabalho, resultado de emissões locais, são um exemplo da soma de impactos. O aquecimento da atmosfera, causado pela emissão dos gases de efeito estufa, a decorrente mudança dos fenômenos climáticos e seus impactos, afeta indiscriminadamente a sociedade. Contudo, é clara a relação histórica entre desenvolvimento econômico e aumento de emissões, pois maior consumo de energia é relacionado à maior pujança produtiva, e, energia, no século XX, é sinônimo de combustíveis fósseis (Veiga, 2005).

Historicamente, os grandes emissores são os países desenvolvidos, porém os países mais pobres e suas populações são os mais vulneráveis aos impactos ambientais. Dessa forma, foi necessário criar mecanismos globais para relatar, controlar e mitigar os impactos ambientais, com intuito de promover justiça ambiental através do equilíbrio entre metas ambientais e crescimento econômico (Veiga, 2005).

A primeira vez que a temática ambiental foi abordada internacionalmente foi em 1972, em uma conferência das Nações Unidas. A Conferência de Estocolmo, como ficou conhecida, foi marcada pela criação do PNUMA (Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente). Nessa conferência foi manifestada a preocupação crescente com os recursos naturais e é considerado o marco zero da governança ambiental global (Veiga, 2005).

Em 1987 foi publicado Relatório Brundtland. Seu objetivo era mostrar a interdependência das nações na busca pelo desenvolvimento sustentável. Esse relatório consolidou a pauta ambiental na política internacional e foi base para eventos seguintes, como a Cúpula da Terra e a declaração da Agenda 21. No ano seguinte, foi instituído o IPCC (Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas), organismo que ainda hoje cumpre o papel de integrar cientistas de todo o mundo para relatar o status das mudanças climáticas, seus riscos, previsões, e ações para mitigação e adaptação (Veiga, 2005).

Os primeiros dois relatórios do IPCC marcaram as descobertas científicas sobre a causa das mudanças climáticas e nortearam ações para mitigação. Em 1997 foi adotado o Protocolo de Kyoto, primeiro tratado mundial de redução de emissões de gases de efeito estufa, o qual estabelece metas diferenciadas sob o princípio de justiça ambiental, reconhecendo que os países desenvolvidos são os principais causadores das mudanças climáticas, resultado da forte atividade industrial por mais de 150 anos. Contudo, o Protocolo de Quioto somente entrou em vigor a partir de 2005, quando as condições para ratificação foram atendidas com participação de, no mínimo, 55 dos países-membros da Convenção e que fossem responsáveis por, pelo menos, 55% do total das emissões de 1990 (Veiga, 2005).

Um dos mecanismos criados pelo Protocolo de Kyoto foi o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), o qual permite que países com metas de redução de GEE executem projetos que acarretem em redução de emissões em países em desenvolvimento, gerando créditos de carbono que são contabilizados para o atendimento das metas do acordo (EPE, 2018a).

A formalização de metas, a necessidade de reporte internacional das emissões e o início de negociações de GEE conduziu a utilização de um denominador comum. Assim, foi desenvolvido o indicador GWP (*Global Warming Potencial*), o qual considera o poder de absorção de energia radiativa e o tempo de vida de um GEE específico na atmosfera por um horizonte de tempo determinado, a fim de relativizar essas características ao dióxido de carbono, permitindo

comparações absolutas do impacto das emissões de diferentes gases (IPCC, 2018a).

O indicador de GWP é divulgado e atualizado nos relatórios do IPCC, caso sejam descobertas novas informações sobre as propriedades da molécula do GEE em questão. Essa simplificação permite a tradução dos principais GEE em toneladas equivalentes de dióxido de carbono, o que posteriormente foi estendido a conceitos de crédito de carbono e intensidade de carbono. (IPCC, 2020)

Além disso, outras iniciativas foram desenvolvidas com o intuito de padronizar a contabilidade e relato dos GEE de nações, estados, empresas e atividades, como o GHG *Protocol Iniciative*, e posteriormente, a norma ISO 14064, a qual orienta a verificação e a validação de processos relacionados à quantificação de GEE, e a ABNT NBR 14064, versão brasileira da normativa internacional

No setor elétrico, as emissões podem ser simplificadas a um único indicador: o fator de emissão da rede, dado em toneladas de dióxido de carbono por unidade de energia gerada pelo sistema elétrico (tCO2/MWh) (MCTI, 2021). Esse fator é calculado de acordo com a ferramenta metodológica aprovada pelo Conselho Executivo do MDL, a qual foi elaborada com o intuito de estimar a redução de CO2 de um projeto de MDL que gere eletricidade para a rede.

O algoritmo dessa ferramenta é empregado para quantificar a contribuição futura de uma usina, que produzirá energia elétrica para a rede em termos de redução de emissões de CO2 em relação a um cenário de base. Assim, essa metodologia é associada a projetos de MDL, sendo aplicáveis para estimar as reduções certificadas de emissões desses novos empreendimentos. (MCTI, 2021)

Contudo, como o setor elétrico é um setor intermediário, o qual opera de acordo com a demanda de outros setores, essa metodologia também é empregada para estimar as emissões geradas a partir das fontes geradoras conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Dessa forma, o indicador resultante é utilizado na composição do balanço de emissões de produtos e serviços que dependem da energia elétrica da rede, principalmente àqueles que estão no

mercado cativo, pois não tem o poder de escolher a fonte da energia elétrica consumida.

A ferramenta de cálculo do fator de emissão para o sistema elétrico (*Tool to calculate the emission factor for an electricity system*) foi desenvolvida e é regularmente atualizada pela Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima (UNFCCC). O método utilizado é a análise de despacho, o qual se trata de uma composição do fator de emissão da margem de operação e da margem de construção. O primeiro diz respeito às emissões de CO2 da energia despachada na margem, e o segundo às emissões de CO2 das últimas usinas construídas. (MCTI,2021 site)

O fator de emissão da linha de base *EFy* é calculado como uma média ponderada do fator da margem de operação (*EFOM,y*) e do fator da margem de construção. (*EFBM,y*) (UNFCCC, 2021)

Pesos alternativos podem ser usados, contanto que *wOM* + *wBM =1,* onde os valores dos pesos *wOM* e *wBM*, que ponderam a influência de cada uma das margens consideradas, são, por definição, 50% (i.e., *wOM* = *wOM* = 0,5 (Esparta, 2008). Na Figura 5, retirada de Esparta (2008), é apresentado o conceito de energia de margem.

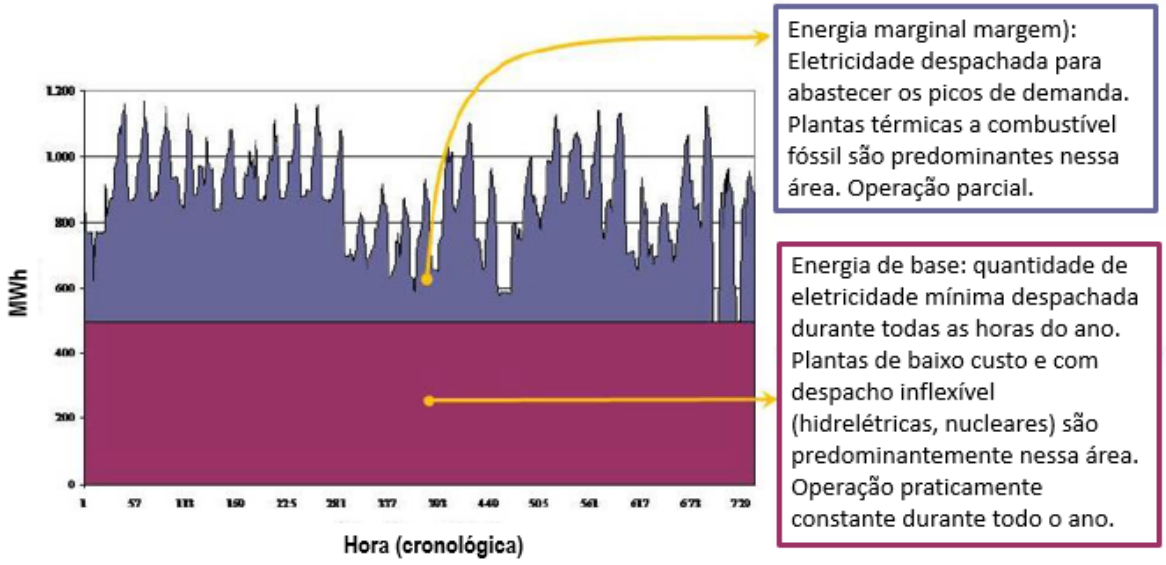

Figura 5 – Conceito de energia de margem (Esparta, 2008)

O banco de dados estatísticos da IEA contém dados específicos da geração elétrica a partir de gás, diesel, carvão e outros combustíveis, além das respectivas emissões de CO2 de diversos países. Esses dados baseiam o cálculo do fator de emissão da margem de operação, tornando assim mais padronizado o banco de dados de origem para o cálculo do indicador.

A margem de operação representa o grupo de usinas existentes cuja operação será mais afetada (reduzida) pelo projeto. Já a margem de construção representa o grupo de futuras plantas, às quais a construção e operação poderão ser afetadas pelo projeto de energia renovável, baseado em uma avaliação da capacidade de geração futura (UNFCCC, 2020).

A margem de operação é relativa à geração das usinas com maior custo operacional variável na ordem econômica de mérito de despacho do sistema elétrico. Em geral, usinas abastecidas a gás natural e diesel são aquelas com maiores custos variáveis, seguidas por carvão mineral. Usinas nucleares, hidrelétricas, cogeração, e outras renováveis, normalmente são contratadas para operação contínua (energia de base). Assim, essas têm custo variável baixo e contribuem para a margem operacional somente em situações especiais.

Devido à flutuação nos preços de gás natural e petróleo, essas fontes não são diferenciadas e o modelo assume que contribuam igualmente para a margem de operação em uma base proporcional. O modelo também assume que usinas de carvão mineral somente contribuam à margem operacional quando essa representar mais que 50% da fonte de geração elétrica a partir de combustíveis fósseis (UNFCCC,2020).

As demais usinas apenas são consideradas na margem de operação quando fontes não fósseis representarem mais que 50% da geração. Nesse caso, há um fator de ajuste na metodologia utilizada para determinar a contribuição de outras fontes de geração elétrica na margem de operação (UNFCCC,2020).

Com o objetivo de se valer de um banco de dados comum, o padrão da margem operacional é definido pelas plantas com o maior custo de geração, sendo elas

usinas a base de combustíveis fósseis. Em muitos países, usinas fósseis fazem parte da geração de base e fornecem energia a baixo custo, porém com o objetivo de evitar incluir tais plantas na contribuição da operação de margem do algoritmo de cálculo das emissões. Apenas os 50% da geração de combustíveis fósseis é utilizada, àquelas com o maior custo variável (UNFCCC, 2020).

Por exemplo, se a matriz energética de um país é constituída por 40% de gás natural, 20% petróleo, 20% carvão mineral e 20% hidrelétricas, os combustíveis fósseis contribuem para 80% da matriz. Assim, de acordo com a metodologia, contribui para a margem de operação apenas a metade com custos variáveis mais altos. Gás natural e petróleo são as fontes com maiores custos variáveis. No exemplo anterior, juntas compõem mais da metade das fontes fósseis do país (40/80 + 20/80 = 60/80). Nesse caso, a margem de operação irá considerar somente a geração de gás natural e petróleo de forma proporcional, sendo dois terços de gás natural (40/60=2/3) e um terço de petróleo (20/60=1/3). Apenas se a composição de fósseis tivesse uma contribuição de carvão mineral maior que a metade, ele entraria na composição da margem de operação (UNFCCC, 2020).

Segundo Esparta (2008), o Brasil é um caso particular, pois além da maior parte da geração ser renovável, predominantemente hidrelétrica, existem fatores como a existência de programas governamentais de apoio à geração de eletricidade a partir de fontes fósseis para o despacho fora da ordem de mérito em situações de risco hidrológico. Essas particularidades distorcem o sentido econômico do mérito de despacho, dificultando a aplicação do método.

Fatores de emissão e inventários de emissão têm sido ferramentas essenciais para o gerenciamento da qualidade do ar. Além disso, a estimativa de emissões é importante para o desenvolvimento de estratégias de controle, mitigação, planejamento e inúmeras outras aplicações de usuários acadêmicos, gestores públicos e companhias privadas. No entanto, informações precisas de cada planta nem sempre estão disponíveis, e quando estão nem sempre refletem a variabilidade das emissões ao longo do tempo. Assim, a modelagem de fatores de emissão da rede são as melhores, se não o único método disponível para a estimativa de emissões da rede, apesar de suas limitações (EPA, 2021).

3.4. Termoeletricidade

A geração termelétrica é compreendida como a transformação de energia térmica em energia mecânica, seguida pela transformação da energia mecânica em energia elétrica. Por sua vez, a energia térmica é obtida pela queima de combustíveis fósseis ou renováveis, ou ainda pela fissão nuclear de materiais radioativos. A combustão é o primeiro passo para transformar o poder energético do combustível. Posteriormente, o calor gerado é transferido para os sistemas típicos de geração de potência, como turbinas a vapor ou a gás, ou motores a combustão interna (Tolmasquim, 2005).

Em geral, equipamentos de transformação térmica em potência possuem alta confiabilidade, vida útil e eficiência. Na turbina a vapor, a mistura entre o ar e o combustível não entra em contato com o fluido de trabalho, usualmente água. O calor é transferido para o fluido de forma indireta, fazendo com que ele se expanda na forma de vapor. O vapor gerado ativa uma turbina, produzindo energia mecânica de rotação, a qual ativa um gerador elétrico ligado ao eixo da turbina, por fim gerando energia elétrica. (Tolmasquim, 2016)

Os combustíveis para a queima em termoelétrica podem ser diversos, desde combustíveis fósseis como gás natural, petróleo, carvão mineral, vários tipos de biomassas agrícolas, florestais, resíduos de produção, resíduos urbanos, ou ainda material radioativo enriquecido. Este trabalho se limita a abordar a termoeletricidade de combustíveis fósseis e renováveis. A geração termelétrica nuclear, ainda que tenha baixo índice de emissões é associada a grandes riscos socioambientais que tornam o futuro dessa tecnologia incerto (EPE, 2021a).

Diversas políticas foram e estão sendo tomadas sob a ótica da garantia de abastecimento relacionado a termoelétricas nos períodos de escassez de recursos naturais, principalmente hidrológicos. Assim, é certo que a alta capacidade de modelar sua geração de energia é vista como uma estratégia de assegurar o abastecimento elétrico e reduzir o risco de déficit no sistema (EPE, 2021a). Ainda que termoelétricas à biomassa enfrentem entraves para operação diferentes daqueles de usinas fósseis, como por exemplo, a complexidade de

armazenamento do combustível, há benefícios em relação à redução de emissões que precisam ser considerados.

3.5. Termoelétricas fósseis

Os combustíveis fósseis são formados pela decomposição e fossilização da matéria orgânica. São substâncias formadas por compostos orgânicos de elevado poder calorífico. Como o processo de formação leva milhares de anos, não são considerados renováveis na escala de tempo da vida humana.

Os combustíveis fósseis mais utilizados são: carvão mineral, gás natural e petróleo. De forma geral, as plantas de carvão mineral são as mais carbono-intensivas, ou seja, as que mais emitem dióxido de carbono para a atmosfera, enquanto o gás natural seria o combustível fóssil menos emissor. Por tal razão, é considerado um combustível de transição energética (EPE, 2018a).

A Figura 6 demostra um comparativo entre emissões e eficiência de usinas termelétricas com tecnologias e fontes diferentes. É interessante observar como as emissões são inversamente proporcionais à eficiência da planta, sendo um fator mais importante no controle de emissões do que o combustível utilizado.

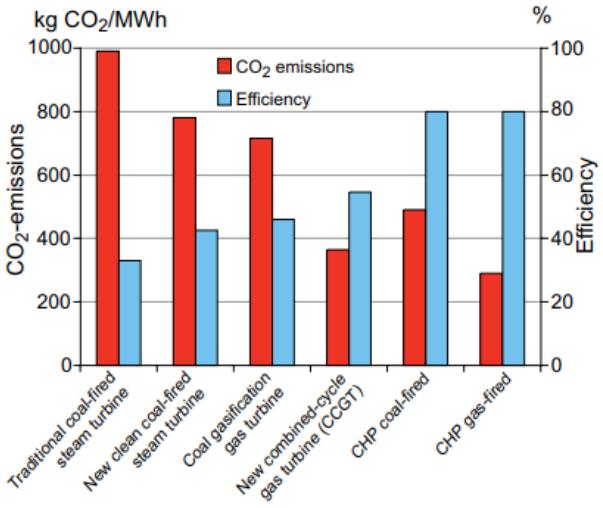

Figura 6 – Relação de emissões com eficiência de plantas térmicas a combustível fóssil (IPCC,2018a)

Nesse sentido, Maroun e Costa (2013) fazem um comparativo de inventários de gases de efeito entre plantas termoelétricas de carvão mineral e gás natural, evidenciando que as emissões são dependentes do contexto em que a planta

está inserida. No estudo, é demostrado que as emissões de plantas que utilizam carvão mineral de alto PCI (poder calorífico inferior) emitem cerca de 20% menos GEE em comparação àquelas que utilizam carvão mineral de baixo PCI.

Ainda é pontuado por Maroun e Costa (2013) que as emissões na etapa de mineração do carvão de maior PCI são mais elevadas, uma vez que, no Brasil, a mineração desse tipo de carvão se dá em mina subterrânea. A mineração em mina subterrânea emite mais pela maior quantidade de emissões fugitivas de metano, corroborando para a particularidade do contexto de emissão de GEE da usina.

Em geral, o carvão mineral produzido no Brasil tem baixo poder calorífico e alto teor de cinzas (Tolmasquim, 2016), mas, em muitas plantas, as cinzas produzidas são destinadas a fazer parte do processo produtivo do cimento como substituto ao clínquer. Considerando as emissões evitadas por essa prática, as plantas podem apresentar menores emissões em comparação a plantas de poder calorífico mais alto sem aproveitamento de cinzas. Ainda assim, quando comparadas a plantas de gás natural, as termoelétricas a carvão mineral estudadas emitem cerca de 70% mais GEE (Maroun e Costa, 2013).

Esse resultado é consonante com os dados do IPCC, os quais indicam que o gás natural emite menos por unidade de energia gerada do que o carvão mineral. O petróleo bruto e o óleo diesel ficam em posições intermediárias. A Tabela 2 apresenta emissões médias de CO2 por tipo de fonte de geração de energia elétrica.

Tabela 2 – Emissões diretas e de ACV de diversas fontes de geração de energia elétrica em gCO2eq/kWh

Fonte	**Emissões diretas**	**Emissões ACV**
	mín | méd | máx	mín | méd | máx
Carvão	670 | 760 | 870	740 | 820 | 910
Gás - ciclo combinado	350 | 370 | 490	410 | 490 | 650
Biomassa (cogeração)	n.a.	620 | 740 | 890
Biomassa (dedicada)	n.a.	130 | 230 | 420
Geotérmica	0	6.0 | 38 | 79

Hidroelétrica	0	1.0 | 24 | 2200
Nuclear	0	3.7 | 12 | 110
Energia solar concentrada	0	8.8 | 27 | 63
Solar PV telhados	0	26 | 41 | 60
Solar PV plantas	0	18 | 48 | 180
Eólica onshore	0	7.0 | 11 | 56
Eólica offshore	0	8.0 | 12 | 35
Tecnologias pré-comerciais		
CCS - Carvão Oxyfuel	14 | 76 | 110	100 | 160 | 200
CCS - Carvão pulverização	95 | 120 | 140	190 | 220 | 250
CCS - Carvão - gaseificação	100 | 120 | 150	170 | 200 | 230
CCS Gás - ciclo combinado	30 | 57 | 98	94 | 170 | 340
Oceânica	0	5.6 | 17 | 28

(Fonte: traduzido de IPCC, 2018b)

Globalmente, a produção termoelétrica fóssil ainda é majoritária diante das alternativas renováveis. Entretanto, nos últimos 50 anos, o mundo vem passando por mudanças no insumo preferencial termoelétrico IEA (2021). Dentre as vantagens comparativas do gás natural na geração de eletricidade, destaca-se, além das menores emissões, o menor tempo de construção das usinas e menores custos de capital (Tolmasquim, 2016).

A Figura 7 apresenta o comparativo entre a matriz elétrica mundial de 1971 e 2019 da IEA (2021), a qual demostra uma redução expressiva do uso de óleo ao longo do tempo. A demanda é substituída pelo gás natural, representando uma substituição de mais de 10% da fatia de geração elétrica no mundo. A parcela de uso de carvão mineral não apresentou mudanças expressivas.

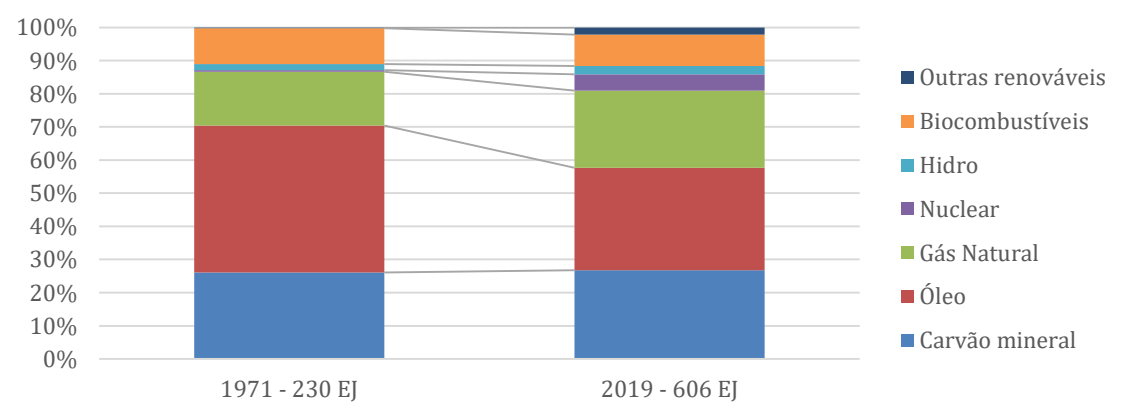

Figura 7 – Matriz elétrica mundial em 1971 e em 2019 (Fonte: IEA, 2021)

No Brasil, os dados abertos da ANEEL (2021c) mostram que a maior parte das plantas termoelétricas é de gás natural, muito impulsionada pela exploração de jazidas recentes. Enquanto o gás natural representa 35% de toda a capacidade instalada do parque termoelétrico brasileiro, o petróleo participa com 21% e o carvão mineral 8%. Os demais 36% são respectivos a termoelétricas a biomassa. A Figura 7Figura 7 apresenta a capacidade instalada total por tipo de termoelétrica em 2021.

Tabela 3 – Capacidade instalada por tipo de térmica fóssil em 2019

Fonte	**2021**	**2021**
Carvão mineral	3.583	8%
Gás natural	14.822	35%
Outros fósseis	166	0%
Petróleo	8.977	21%
Total Fóssil	27.547	64%
Total Geral	**42.897**	**100%**

ANEEL (2021c)

Quando se trata da geração elétrica brasileira, as termoelétricas a gás natural representaram, em 2019, 8,2%, a carvão 2,5% e a derivados de petróleo 0,4% (ANEEL, 2021a). Esses números, apesar de inferiores à média mundial, são representativos para o Brasil, pois, em anos de crise hídrica, tendem a ser mais expressivos.

A EPE (2021a) apresenta a opção de termoelétricas a gás natural como a referência natural para a expansão de geração termelétrica, dado principalmente pela crescente disponibilidade desse insumo no mercado nacional e ao menor índice de emissões de GEE quando comparados a outras fontes fósseis.

Para usinas de carvão mineral e óleo, o alto índice de emissão de GEE são barreiras para sua expansão. Contudo, a EPE (2021a) ainda considera a possibilidade de tais empreendimentos fazerem parte da expansão do sistema, valendo-se da possibilidade do emprego de novas tecnologias para a redução

de emissões, como a captura e armazenamento de carbono (CCS). (EPE, 2021a)

A implantação de novas usinas termoelétricas no Brasil, principalmente a gás natural, está relacionada à estratégia de complementação da geração hidrelétrica e de outras renováveis. A flexibilidade operativa dessas usinas presta o serviço de garantia ao SIN. Devido à expansão de fontes renováveis intermitentes, como hídrica, eólica e solar, a termelétrica a gás natural tem sido apontada como uma tecnologia apropriada para atuar de forma flexível nos períodos de indisponibilidade da geração de fontes naturais (Tolmasquim, 2016).

A Figura 8 apresenta a participação da geração hidrelétrica e termoelétrica a gás natural. É evidente a complementariedade das fontes, principalmente nos anos de crise hídrica (2014 e 2015).

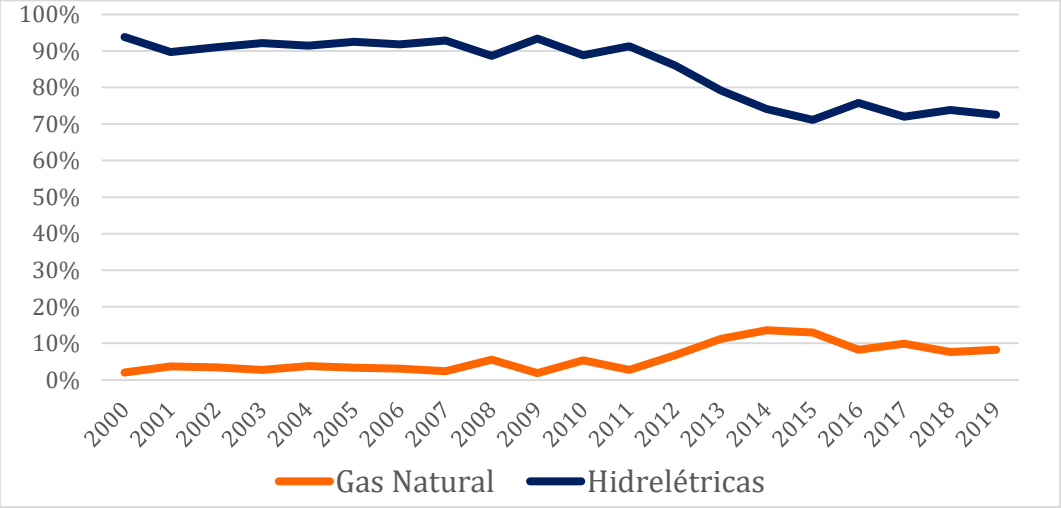

Figura 8 – Participação de geração hidrelétrica e térmicas a gás natural no Brasil. (Elaborado a partir de ANEEL, 2021a)

Porém, o aproveitamento do gás natural ainda esbarra em desafios, como a disponibilidade logística dessa fonte e seu preço. A oferta de gás natural é dependente da existência de gasodutos para escoamento da produção, unidades de processamento e gasodutos de transporte. A maior parte da produção de gás natural brasileiro encontra-se *offshore* (ANP, 2014). Contudo, reservatórios terrestres que não contam com a infraestrutura de escoamento da

produção, estão se valendo do modelo reservoir-*to*-*wire*, no qual o gás extraído é processado *in loco*, transformado em energia elétrica e transmitido na proximidade do poço de extração. (Tolmasquim, 2016).

O complexo termoelétrico Parnaíba, localizado no Maranhão, configura-se nesse modelo, alocando quase a totalidade da sua produção de gás natural para a produção de energia. A decisão da instalação desse tipo de usina é econômica, por conta da redução de investimento para a implantação da rede de transporte de gás. Contudo, no caso da energia produzida estar longe de polos consumidores, há a transferência do custo para a transmissão e perda de eletricidade, caso a energia gerada não seja consumida localmente. (Tolmasquim, 2016).

Grande parte da produção nacional de gás natural é extraída associadamente ao petróleo. Na verdade, em alguns casos, o gás natural é um problema a ser gerenciado na extração de petróleo que, ao invés de ser captado, processado e aproveitado energeticamente, é reinjetado ao poço para aumentar a recuperação de petróleo, ou ainda apenas queimado para evitar a emissão de metano na atmosfera, gás até 21 vezes mais nocivo ao efeito estufa do que o dióxido de carbono. Contudo, o gás natural tem sido cada vez mais reaproveitado nas plantas de extração associada brasileiras, conforme mostra a Tabela 4, a seguir.

Tabela 4 – Queima e perda média de gás natural no Brasil

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Queima e perda média (milhões de m^3/d)	9,38	6,64	4,81	3,95	3,57	4,44	3,83

(Tolmasquim, 2016)

Os combustíveis fósseis para fins energéticos são uma das principais causas de emissões e consequentemente das mudanças climáticas. Os carbonos fixados pelo tempo em jazidas subterrâneas, quando descoberto seu potencial energético foram trazidos para o uso em diversas aplicações, principalmente como combustíveis. O problema é que, após a combustão, as cadeias

carbônicas fósseis se transformam em compostos gasosos, como o dióxido de carbono e o metano, os quais são responsáveis pelo aquecimento global e os decorrentes efeitos das mudanças climáticas (IPCC, 2018b).

A biomassa também é uma matéria orgânica que gera energia por propriedades semelhantes, porém os carbonos que a constituem foram capturados da atmosfera pela fotossíntese durante crescimento vegetal. Dessa forma, a emissão causada pela combustão da biomassa é cíclica e será compensada e renovável, pois se renova em um ciclo na escala de vida humana (IPCC, 2018b).

A Nova Lei do Gás, Lei nº 14.134 de 2021, traz novas definições para a ampliação das redes de gás natural, e estabelece critérios para a produção, transporte e distribuição do gás natural. Após sua aprovação, existe a mudança de outorga de concessão. Assim, é retirado o monopólio da Petrobras na distribuição do gás natural, sendo esperado o aumento da concorrência, dos investimentos em infraestruturas de transporte de gás, e a consequente redução de preço do gás encanado. A legislação também cria regras para a injeção do biometano e transporte do gás natural.

A nova regulação tende a aumentar o uso do gás natural e abrir o mercado do combustível, possibilitando o crescimento de projetos de biometano no Brasil. Mesmo já existindo legislações que possibilitam a injeção do biometano na rede de gás natural desde 2012, havia uma resistência das concessionárias para a abertura de suas redes ao biometano. No Estado de São Paulo, por exemplo, não há nenhum projeto com injeção na rede implantado. Contudo, diversos projetos começam a surgir a partir da aprovação dessa lei.

3.6. Termoelétricas renováveis

A bioenergia corresponde à energia derivada da biomassa. O termo biomassa inclui toda a matéria de origem vegetal existente na natureza ou gerada pelo homem e/ou animais, tais como resíduos urbanos, rurais, agroindustriais, óleos vegetais, bem como combustíveis produzidos a partir de culturas agrícolas ou resíduos (Moreira et al, 2019).

A biomassa na forma de lenha é a primeira fonte energética controlada pelo homem e ainda é muito utilizada em diversas partes do mundo para a produção de energia elétrica. Contudo, por não estar relacionada necessariamente a uma produção sustentável, muitas vezes esse tipo de aproveitamento é relacionado ao desmatamento (Goldemberg e Coelho, 2004). Porém, o desenvolvimento de aproveitamento elétrico da biomassa vem se aprimorando casa vez mais. Existe a produção de biomassa dedicada (culturas energéticas), a qual são plantios dedicados à produção de energia elétrica. No Brasil, a geração de energia, principalmente derivada de resíduos de biomassa, vem ganhando força.

Existe um potencial significativo de produção elétrica a partir de resíduos agrícolas, pecuários e urbanos. No Brasil, a EPE (2021a), no PNE 2050, cita a disponibilidade de biomassas disponíveis para aproveitamento energético, como resíduos da cana-de-açúcar (palhas e pontas, vinhaça e torta de filtro), resíduos da indústria madeireira (cavaco), palhas das culturas de soja e milho, cascas de arroz e café, resíduos de coco, feijão, amendoim, mandioca e cacau, resíduos agroindustriais e pecuários de confinamento, lodo de estação de tratamento de esgoto e resíduos sólidos urbanos (RSU), entre outros, que podem ser utilizados para combustão direta ou produção de biogás. Além disso, a vocação agropecuária da economia brasileira, faz com que o país apresente um dos maiores potenciais de bioenergia do mundo. (Esparta, 2008)

Quando se trata de consumo energético amplo (calor, transportes, eletricidade), a biomassa é a principal fonte de energia renovável, representando cerca de 20% do consumo final total. (WBA, 2020). No que tange a energia elétrica, essa representatividade é menor; cerca de 3% é oriunda da biomassa (IEA, 2020). A Figura 9 apresenta as fontes de biomassa utilizadas para produção de eletricidade por continente.

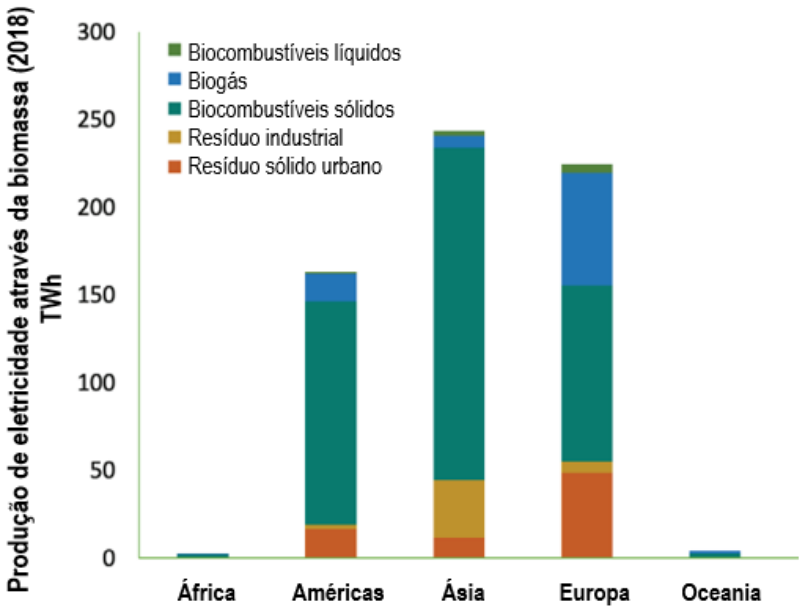

Figura 9 – Produção de bioeletricidade por fonte em TWh em 2018 (Fonte: traduzido de WBA, 2020)

No Brasil, no setor sucroalcooleiro, o bagaço de cana é usado para cogeração de eletricidade, além da geração de eletricidade excedente, que é exportada para a rede. O mesmo processo ocorre no setor de papel e celulose, no qual os resíduos do processo de produção de celulose (resíduos de madeira e licor negro) também são utilizados para geração de energia através da cogeração. Além desses dois principais setores, há várias novas opções de estudo, utilizando o capim-elefante, o bambu e os resíduos urbanos e rurais. (EPE, 2021a)

Segundo dados da ANEEL (2021c), em 2019, as térmicas a biomassa representaram 36% da capacidade termoelétrica no Brasil, sendo majoritariamente biomassa agroindustrial, representada pela cana-de-açúcar e resíduos florestais, os quais apresentaram, respectivamente, uma fatia de 27% e 8% da capacidade termoelétrica instalada. Apesar do pioneirismo brasileiro, o potencial termoelétrico da biomassa ainda tem espaço para ser explorado.

O protagonismo do bagaço-de-cana em relação às biomassas é decorrente da indústria de etanol e açúcar estabelecida na região Sudeste. Historicamente, uma das políticas de maior impacto para a introdução dos biocombustíveis no mercado brasileiro foi o Programa Nacional de Álcool (Proálcool), criado em

1975. Com ele, a indústria sucroenergética nacional foi consolidada e ampliada, tornando-se referência internacional. O Proálcool é considerado um programa pioneiro de biocombustíveis, e teve como principal objetivo produzir um combustível alternativo nacional, devido ao aumento considerável dos preços do petróleo e seus derivados após as crises de 1973 e 1979. (EPE, 2021a) (Tolmasquim, 2016).

Além disso, as recentes transformações regulatórias no setor limitaram a queima da palha utilizada para facilitar a colheita manual, aumentando as restrições ambientais em relação às emissões atmosféricas, fazendo com que a colheita mecanizada e a participação das palhas e pontas na geração elétrica se tornassem mais significativas ao longo do tempo. No Centro-Sul, como resultado das diversas legislações estaduais específicas para esse fim, mais de 96,5% da cana já é colhida de forma mecanizada (Embrapa, 2020)

Os resíduos da cana-de-açúcar ainda contribuem para o aumento da segurança do sistema elétrico, visto que, a geração de energia elétrica nas usinas das regiões Sudeste e Centro-Oeste, coincide com a safra da cana-de-açúcar (entre os meses de abril e novembro), período no qual o nível das hidrelétricas se apresenta mais baixo (EPE, 2021a). Da mesma forma que o gás natural fóssil, as térmicas à biomassa de cana também podem ser complementares às hidrelétricas.

A segunda biomassa mais importante para produção elétrica também tem origem em uma forte indústria brasileira, a florestal, na qual se inclue a produção de papel e celulose, madeira e carvão vegetal. É interessante destacar que, dentro da produção de energia por termoelétricas de subtipo florestal, existe uma diversidade de insumos que são utilizados, sendo eles: licor negro (75,3%), resíduos florestais (16,5%), gás de alto forno (3,8%), lenha (3,1%), carvão vegetal (1,1%) e biogás de resíduos florestais (0,1%). (ANEEL, 2021c)

Os segmentos sucroenergético e de papel e celulose vêm se expandindo e modernizando suas plantas. Unidades modernas são mais eficientes na cogeração e no uso energético pelos processos industriais, gerando maiores

excedentes de bioeletricidade que ampliam a receita. Consequentemente, a bioeletricidade passou a ter uma participação importante para complementar e diversificar a oferta de energia elétrica no Brasil. O uso da lenha de florestas plantadas (florestas energéticas) para geração elétrica também vem aumentando e contribuindo para a diversificação. (Tolmasquim, 2016). A Figura 10 demostra a evolução da oferta de bioeletricidade (bagaço, lixívia e lenha), de 1970 até 2014, bem como a participação da bioeletricidade na geração elétrica total.

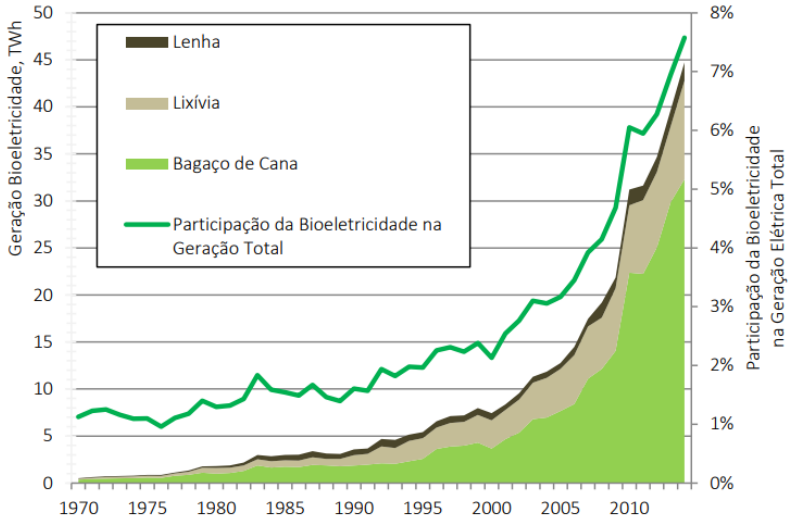

Figura 10 – Evolução da oferta de bioeletricidade (Fonte: Tolmasquim, 2016)

Em 2016, foi lançado, pelo Ministério de Minas e Energia, o programa RenovaBio, que tem como objetivo estimular a bioenergia no Brasil pela criação de mandatos de redução de carbono do combustível vendido pelas distribuidoras. O cumprimento das metas requer a apresentação de Certificados de Redução de Emissões (CRE). Esses certificados são associados às emissões evitadas com a produção e uso de biocombustíveis como o etanol e o biodiesel. As unidades produtoras serão previamente certificadas, e o número de certificados dependerá do nível de produção e da eficiência de redução das emissões de carbono. A expectativa é que o programa incentive o setor de biocombustíveis, levando a uma expansão na participação de biomassa no setor energético brasileiro. (Vieira et al, 2018)

Porém, ainda há muitos desafios a serem superados para a maior participação da biomassa como fonte de energia elétrica, os quais variam de acordo com o tipo de biomassa. De modo geral, além dos custos adicionais em plantas de pré-processamento, a menor densidade energética da biomassa em relação aos combustíveis fósseis, faz com que o armazenamento do combustível também seja uma dificuldade. Além disso, há a necessidade de desenvolver tecnologias mais eficientes de conversão da matéria em energia para aumento da produtividade dos plantios. (Tolmasquim, 2016).

Outro desafio é a inserção de resíduos do saneamento na produção de energia elétrica do país. Um dos principais emissores de metano na atmosfera são os empreendimentos de aterramento de resíduos e tratamento de esgoto. A digestão da matéria orgânica gera o biogás, rico em metano e gás carbônico. Quando a disposição do resíduo é feita de forma controlada, como em aterros sanitários e estações de tratamento de efluentes com dispositivos para queima ou aproveitamento energético do biogás, por exemplo, queima em flares ou em equipamentos de geração de energia.

No Brasil, o saneamento básico ainda é precário. Somente 54% dos brasileiros contam com serviço de coleta de esgoto. Contudo, nem todo volume coletado é tratado. Parte desse volume é apenas afastado, sendo lançado diretamente nos cursos d'água. A outra parte, 49%, é encaminhada para estações de tratamento. (SNIS, 2019). Ou seja, apenas 26% do esgoto sanitário é tratado.

No setor de resíduos sólidos, apesar de 92% do resíduo domiciliar ser coletado, desse montante, 40% ainda é destinado a locais inadequados, como lixões e aterros controlados (ABRELPE, 2019). Esses empreendimentos são precários e não são construídos com a infraestrutura necessária para a proteção do meio ambiente através de drenagens de chorume e biogás.

O biogás, quando drenado de aterros sanitários, ou produzido em reatores de digestão anaeróbica, deve ser queimado para que o metano se decomponha em gás carbônico, gás menos danoso ao efeito estufa. A queima é um requisito ambiental. Contudo, ao invés da queima simples, é preferível que seja feito o

aproveitamento energético do gás através da geração elétrica, ou da purificação do biogás para produção de biometano, equivalente ao gás natural.

O biogás e o biometano são considerados fontes de energia limpa. Segundo dados da Associação Brasileira do Biogás – Abiogás (2020), considerando a presença média de 50% de metano no biogás, sendo o metano 21 vezes mais impactante do que o gás carbônico, o Brasil poderia contar com um potencial de redução de 1,03 bilhões de toneladas de CO2eq, caso utilizasse o biogás como fonte de energia.

Em grandes centros urbanos, onde os espaços disponíveis para aterramento de resíduos são cada vez mais escassos, as distâncias entre o gerador do resíduo e do destino final aumentam, encarecendo o serviço de gerenciamento do resíduo e aumentando a emissão de GEE do transporte. Nesse contexto, as Unidades de Recuperação Energética (URE) são uma opção para a destinação adequada de resíduos e de geração de energia.

As Unidades de Recuperação Energética são plantas de incineração de resíduos com aproveitamento do calor gerado e funcionam como Unidades Termoelétricas, porém com combustíveis alternativos não fósseis, no caso, RSU. Segundo a EPA (2021) as UREs são consideradas renováveis quando seu combustível é o RSU triado, ou seja, o resíduo passa pela valorização dos componentes recicláveis para retorno da cadeia produtiva. Além disso, é uma energia sustentável, pois a receita advinda contribui para a promoção dos serviços de saneamento.

No Brasil, em 2021, aconteceu o primeiro leilão para compra no mercado regulado de energia através de resíduos. Assim, em 2027, entrará em operação a primeira planta do tipo no Brasil. A energia dessa fonte é cara em relação às demais, pois, por não ser uma fonte de energia consolidada, todo o projeto e equipamentos são importados. Além disso, as tarifas pagas pelo tratamento do resíduo são baixas em relação àquelas que viabilizam plantas de recuperação energética de resíduos, como, por exemplo, nos EUA, Europa, ou Japão. A expectativa do incentivo é que, em médio prazo, fornecedores da tecnologia

nacionalizem equipamentos e o número de projetos cresça, reduzindo os custos da energia (ABREN, 2021).

O potencial brasileiro para geração de energia através de resíduos agropecuários e de saneamento é significativo e pouco aproveitado. A Associação Brasileira de Recuperação Energética – ABREN (2021), estima o potencial de instalação de 2,3 GW de unidade de recuperação de energia através de resíduos em 28 regiões metropolitanas. Quanto ao biogás, sua participação na matriz energética brasileira vem crescendo nos últimos anos, mas representa apenas 0,05% da oferta interna de energia no país. Atualmente, conta com 210 MW de potência instalada (ANEEL, 2021), sendo majoritariamente plantas de aproveitamento de biogás de aterro sanitário.

Ainda segundo a EPE (2020), a bioenergia é vista como uma das alternativas mais promissoras para o futuro energético sustentável. A produção de biogás em plantas de pequena escala pode representar uma mudança de paradigma e reforçar a descentralização na geração elétrica. Essa descentralização é relevante no contexto brasileiro, devido ao grande potencial de aproveitamento dos resíduos urbanos e agrícolas. Além do setor agropecuário, há uma forte expectativa para ampliação da produção de biogás e biometano a partir de resíduos urbanos em modelos descentralizados, com benefícios que extrapolam a geração de energia.

A EPE, através do PNE 2050 (2021a), apresenta perspectiva de desenvolvimento tecnológico e aumento da oferta energética de fontes de bioenergia. Até 2030, há a expectativa de desenvolvimento de unidades de recuperação energética (incineração) a partir de RSU e biogás na agroindústria, além de maior inserção de biodigestores, tecnologias de purificação de biometano e aproveitamento do biogás. De 2030 a 2040, projeta o crescimento do aproveitamento de resíduos agrícolas, do biogás do saneamento e de resíduos da pecuária. E, em longo prazo, de 2040 a 2050, a otimização de recursos com o direcionamento da biomassa para fins específicos: agricultura de precisão, logística e recuperação otimizada de resíduos e utilização de enzimas

para a produção de etanol de segunda geração para diversas biomassas. (EPE, 2021a)

Assim, há o desafio de criar desenhos de mercados que permitam que o valor dos serviços reflita as restrições das redes e os momentos de escassez de recursos. Como muitas biomassas são sazonais em seus processos de produção, sobretudo no setor agrícola, seu aproveitamento energético deve considerar, portanto, essas variações mensais na oferta e o desenvolvimento de alternativas de armazenamento do recurso. (EPE, 2021a)

Além disso, é relevante analisar a utilização de insumos alternativos para a ampliação do fator de capacidade das termoelétricas a biomassa já existentes, como a utilização da palha nas termoelétricas a bagaço de cana. Para tanto, faz-se necessário implementar sistemas de coleta que preservem as condições agronômicas e apresentem custos competitivos, além do desenvolvimento de alternativas para o armazenamento de biomassa até a entressafra e/ou de energia e outras rotas tecnológicas. (EPE, 2021a)

4. Metodologia

Tendo em vista a corrente mudança no clima e a necessidade de atuação para descarbonizar a economia, este trabalho tem o objetivo de analisar o potencial de descarbonização da matriz elétrica através da substituição de termoelétricas fósseis por opções a biomassa residual renovável. Para isso, foram analisados dados históricos de geração e potência instalada por fonte, documentos de estimativa de potencial de geração elétrica a partir de biomassas, planos nacionais de expansão de energia a médio e longo prazo e históricos de fator de emissão do sistema.

Devido a maior parte dos dados oficiais da ANEEL estar consolidada para o ano de 2019, e, os anos de 2020 e 2021, terem sido severamente impactados pela queda de atividades econômicas devido à pandemia de Covid-19, foi utilizado o ano de 2019 como base para as análises deste trabalho.

Os dados históricos foram analisados através do Balanço Energético Nacional 2020, além dos dados abertos da ANEEL de geração por fonte, termoelétricas por tipo e capacidade instalada por fonte.

O potencial de geração de biogás foi estimado a partir de dados de associações como Abiogás, ABREN e ÚNICA, notas técnicas da EPE sobre o potencial energético de resíduos agropecuários, resíduos florestais e resíduos sólidos urbanos e a Pesquisa Pecuária Municipal (PPM) e a Pesquisa Agrícola Municipal (PAM) do IBGE. Os cálculos foram baseados na Nota Técnica do Potencial Brasileiro de Biogás (Abiogás) e no trabalho de Vieira et al (2018).

Setor Sucroalcooleiro

Para o setor Sucroalcooleiro, foram considerados os dados da UNICA e do Observatório da Cana (2021). Foram produzidas 639 milhões de toneladas e 35,156 bilhões de litros de álcool em 2019. A produção de resíduos de açúcar e álcool foi considerada em 220 kg de palhas e pontas por tonelada de cana, 280 toneladas de bagaço por tonelada de cana processada, 23 kg de torta de filtro para cada tonelada de cana processada e 11,82 litros de vinhaça para cada litro de etanol produzido. Foi considerada a disponibilidade de 50% de palhas e pontas e 85% da vinhaça, devido ao uso concorrente como adubação da cultura. (Abiogás, 2020) (ÚNICA, 2021) (Vieira et al, 2018)

Foi considerada também a produção de energia a partir da queima direta do bagaço e de palhas e pontas, sendo o Poder Calorífico Inferior (PCI) do bagaço de 7,2 GJ/ton e das palhas e pontas de 13,3 GJ/ton em base seca. A eficiência da transformação em energia elétrica foi considerada de 20% e o fator de capacidade médio das plantas de 45% (Vieira et al, 2018).

Dessa forma, foi calculado o potencial de geração e energia de bagaço e palhas e pontas a partir da equação 1:

$$E_r = P_{cana} * G_r * disp_r * PCI_r * \eta * FC$$

Em que:

Er = energia produzida pelo resíduo (kWh/ano)

Gr = geração do resíduo em relação à produção da cana (ton/ton)

Pcana = produção de cana (ton/ano)
Dispr = disponibilidade do resíduo (%)
PCIr = poder calorífico inferior do resíduo (kWh/ton)
n = eficiência de transformação elétrica (%)
FC = fator de capacidade (%)

Para os resíduos de torta de filtro e vinhaça, foi considerada a rota de digestão anaeróbia para a produção de biogás, calculada a partir do teor de matéria seca específica e do rendimento do biogás específico (Equação 2), sendo:

$$E_r = P_{cana} * G_r * disp_r * MS_r * f_{MS} * PCI_{CH4} * t_{CH4} * \eta * FC$$

Em que:
Er = energia produzida pelo resíduo (kWh/ano)
Gr = geração do resíduo em relação à produção da cana (ton/ton)
Pcana = produção de cana (ton/ano)
Dispr = disponibilidade do resíduo (%)
MSr = matéria seca específica (%)
f_{MS} = rendimento de biogás específico (Nm³/tonMS)
PCI_{CH4} = poder calorífico inferior do metano (kWh/ Nm³)
t_{CH4} = teor de metano no biogás (%)
n = eficiência de transformação elétrica (%)
FC = fator de capacidade (%)

Para torta de filtro, foram considerados 2,7% MS/ton de resíduo e 300 Nm³ de biogás/tonMS, e, para vinhaça, 2,4% MS/ton de resíduo e 600 Nm³/ton MS (Abiogás, 2020).

Para todos os potenciais de biogás foram adotadas as seguintes premissas:
PCI_{CH4} = 9,97 kWh/Nm³
t_{CH4} = 50% de metano no biogás
n = 35%
FC = 85%

Abatedouros

Em abatedouros foi considerada a digestão anaeróbia para produção de biogás, com base nas premissas de geração da Abiogás (2020) e produção pecuária do IBGE (2020). Devido à industrialização do processo, foram considerados 100% de disponibilidade de resíduos. A Tabela 5Tabela 5 apresenta as premissas utilizadas para o cálculo do potencial de produção de biogás em abatedouros.

Tabela 5 – Premissas para cálculo de potencial energético de resíduo de abatedouros

Criação	Número de animais abatidos	Geração de resíduos	Teor ST	Rendimento biogás
	unidade	m³/unidade	ton/m³	Nm³/tonST
Bovinos	32.440.000	2,17	0,0023	660
Suínos	46.330.000	1,2	0,0013	660
Aves	5.810.000.000	0,015	0,0031	740

(IBGE, 2020) (Abiogás,2020)

Sendo o cálculo do potencial elétrico realizado a partir da equação 3:

$$E_r = i * G_r * disp_r * ST_r * f_{ST} * PCI_{CH4} * t_{CH4} * \eta * FC$$

Em que:

Er = energia produzida pelo resíduo (kWh/ano)

i = número de animais abatidos (unidade)

Gr = geração de resíduo (m³/unidade)

Dispr = disponibilidade do resíduo (%)

STr – sólidos totais (ton/m³)

f_{ST} – rendimento de biogás específico (Nm³/tonST)

PCI_{CH4} – poder calorífico do metano (kWh/ Nm³)

t_{CH4} – teor de metano no biogás (%)

n = eficiência de transformação elétrica (%)

FC = fator de capacidade (%)

Dejetos da pecuária

Da mesma forma que para abatedouros, foram consideradas informações do IBGE (2020) e da Abiogás (2020) para estimativa do potencial de geração de biogás dos dejetos dos animais criados na pecuária. A Abiogás (2020), em suas

premissas, considera somente o potencial da criação intensiva. No Brasil, somente 10% do gado de corte é criado dessa forma. Neste trabalho foi considerada a disponibilidade de 70% dos resíduos da criação de vaca leiteira e 100% dos demais.

Criação	Número de animais	teor SV	Rendimento biogás
	unidade	tonSV/ano.un	Nm^3/tonSV
Bovinos de corte	32.440.000	0,31683	383,33
Vaca leiteira	16.246.499	1,95935	350
Suínos	46.330.000	0,1255	733,3
Aves poedeiras	19.238	0,2659	534,13

(IBGE, 2020) (Abiogás,2020)

Sendo o cálculo do potencial elétrico realizado a partir da equação 4:

$$E_r = i * disp_r * SV_r * f_{SV} * PCI_{CH4} * t_{CH4} * \eta * FC$$

Em que:

Er = energia produzida pelo resíduo (kWh/ano)

i = número de animais (unidade)

Dispr = disponibilidade do resíduo (%)

SVr –produtividade de sólidos voláteis por animal (tonSV/ ano.unidade)

f_{ST} – rendimento de biogás específico (Nm^3/tonSV)

PCI_{CH4} – poder calorífico do metano (kWh/ Nm^3)

t_{CH4} – teor de metano no biogás (%)

n = eficiência de transformação elétrica (%)

FC = fator de capacidade (%)

Laticínios

O cálculo do potencial energético de resíduos de laticínios levou em consideração dados do IBGE (2020) e da Nota Técnica da Abiogás (2020). Foram consideradas 50% da disponibilidade do resíduo do leite, visto que a indústria de laticínios cada vez mais aproveita os resíduos do processo para fabricação de novos produtos.

Produção de leite	geração de resíduo	teor de MS	Rendimento biogás
l/ano	m³/l	%MS	Nm³/tonSV
34.800.000.000	0,003	12%	655

(IBGE, 2020) (Abiogás,2020)

Sendo o cálculo do potencial elétrico realizado a partir da equação 5:

$$E_r = P_{leite} * disp_r * G_r * MS_r * f_{MS} * PCI_{CH4} * t_{CH4} * \eta * FC$$

Em que:

Er = energia produzida pelo resíduo (kWh/ano)

Gr = geração do resíduo em relação a produção de leite (m³/l)

Pcana = produção de leite (litros/ano)

Dispr = disponibilidade do resíduo (%)

MSr = matéria seca específica (%)

f_{MS} = rendimento de biogás específico (Nm³/tonMS)

PCI_{CH4} = poder calorífico inferior do metano (kWh/ Nm³)

t_{CH4} = teor de metano no biogás (%)

n = eficiência de transformação elétrica (%)

FC = fator de capacidade (%)

Milho e Soja

Para a palha do milho e a casca da soja, foi considerada a queima direta por serem resíduos secos de poder calorífico inferiormente adequado. A disponibilidade do resíduo, o fator de capacidade de 80% e o PCI foram indicados pelo estudo da EPE (2015). A disponibilidade dos resíduos foi estimada em baixa, pois também são valorizados para a produção de insumos alimentícios para animais como ração, farelo, entre outros.

Cultura	Produção de grãos	Geração de resíduo	Disponibilidade do resíduo	PCI do resíduo
	ton/ano	% resíduo/ ton grão	%	kWh/ton
Milho	74.580.128	36%	40%	4916
Soja	113.488.489	8%	30%	4056

(EPE, 2015) (Abiogás, 2020) (IBGE, 2020)

Sendo o cálculo do potencial elétrico realizado a partir da equação 6.

$$E_r = P_g * G_r * disp_r * PCI_r * \eta * FC$$

Em que:

Er = energia produzida pelo resíduo (kWh/ano)

Pg = produção do grão (ton/ano)

Gr = geração do resíduo (%)

Dispr = disponibilidade do resíduo (%)

PCIr = poder calorífico inferior do resíduo (kWh/ton)

n = eficiência de transformação elétrica (%)

FC = fator de capacidade (%)

Mandioca

O Brasil é um dos principais produtores de mandioca do mundo e o processamento industrial da mandioca em fecularias produz dois tipos de resíduos que podem ser biodigeridos para a produção de biogás. Foram utilizadas as premissas sugeridas pela Abiogás (2020) e a produção agrícola estimada pelo IBGE (2020).

Tipo de resíduo	Produção da raiz	Geração de resíduo	teor de MS	Rendimento biogás
	ton/ano	ton/ton	%MS/ton	Nm³/tonMS
Manipueira	19.000.000	0,03	2,10%	597,9
Fecularia	19.000.000	0,3	18,60%	560,5

(IBGE, 2020) (Abiogás,2020)

Sendo o cálculo do potencial elétrico realizado a partir da equação 7:

$$E_r = P_{mandioca} * G_r * MS_r * f_{MS} * PCI_{CH4} * t_{CH4} * \eta * FC$$

Em que:

Er = energia produzida pelo resíduo (kWh/ano)

Gr = geração do resíduo em relação a produção de mandioca (ton/ton)

Pmandioc = produção de mandioca (ton/ano)

MSr = matéria seca específica (%)

f_{MS} = rendimento de biogás específico (Nm³/tonMS)

PCI_{CH4} = poder calorífico inferior do metano (kWh/ Nm³)

t_{CH4} = teor de metano no biogás (%)

n = eficiência de transformação elétrica (%)

FC = fator de capacidade (%)

Resíduos Sólidos Urbanos

Para o RSU, foi considerado o aproveitamento energético de duas formas, através da incineração dos resíduos das 10 maiores regiões metropolitanas do Brasil e por meio do biogás de aterro das demais regiões do território nacional.

#	Região Metropolitana	Estado	Habitantes
1	Região Metropolitana de São Paulo	São Paulo	21.734.682
2	Região Metropolitana do Rio de Janeiro	Rio de Janeiro	12.763.459
3	Região Metropolitana de Belo Horizonte	Minas Gerais	5.961.895
4	Região Integrada de Desenvolvimento do Distrito Federal e Entorno	Distrito Federal, Goiás e Minas Gerais	4.627.771
5	Região Metropolitana de Porto Alegre	Rio Grande do Sul	4.340.733
6	Região Metropolitana de Fortaleza	Ceará	4.106.245
7	Região Metropolitana do Recife	Pernambuco	4.079.575
8	Região Metropolitana de Salvador	Bahia	3.929.209
9	Região Metropolitana de Curitiba	Paraná	3.654.960
10	Região Metropolitana de Campinas	São Paulo	3.264.915
		Total habitantes	68.463.444
		Geração de RSU (Kg/ano.pessoa)	379

A partir da estimativa de RSU coletado das metrópoles, foi subtraído o total de resíduo coletado no Brasil, divulgado pelo Panorama de Resíduos Sólidos e publicado pela ABRELPE (2020), para analisar a destinação a aterros do cenário proposto. Em ambos montantes de geração de resíduos, foram retirados 20% de recuperação de materiais recicláveis.

Para incineração, foi considerado PCI do resíduo de 2.000 kcal/Kg (EPE, 2014), 20% de eficiência de produção elétrica e 80% de fator de capacidade. Sendo o cálculo do potencial elétrico realizado a partir da equação 8:

$$E_r = RSU_m * disp_r * PCI_r * \eta * FC$$

Em que:

Er = energia produzida pelo resíduo (kWh/ano)

RSUm = resíduo coletado nas metrópoles (ton/ano)

Dispr = disponibilidade do resíduo (%)

PCIr = poder calorífico inferior do resíduo (kWh/ton)

n = eficiência de transformação elétrica (%)

FC = fator de capacidade (%)

Para geração de energia em aterros sanitários, foram consideradas as premissas disponíveis na nota técnica da Abiogás (2020) de produção de 41,6 Nm³ de biogás por tonelada de resíduo por ano.

Sendo o cálculo do potencial elétrico realizado a partir da equação 9:

$$E_r = (RSU - RSU_m) * disp_r * f_{RSU} * PCI_{CH4} * t_{CH4} * \eta * FC$$

Em que:

Er = energia produzida pelo resíduo (kWh/ano)

RSU = resíduo coletado no Brasil (ton/ano)

RSUm = resíduo coletado no Brasil (ton/ano)

Dispr = disponibilidade do resíduo (%)

f_{RSU} = rendimento de biogás específico (Nm³/tonMS)

PCI_{CH4} = poder calorífico inferior do metano (kWh/ Nm³)

t_{CH4} = teor de metano no biogás (%)

n = eficiência de transformação elétrica (%)

FC = fator de capacidade (%)

Esgoto sanitário

O tratamento de esgoto sanitário por via biológica pode ocorrer por processos anaeróbios ou aeróbios. No primeiro tipo, o próprio efluente gera o biogás a partir da decomposição da matéria orgânica; o segundo tipo gera biomassa (lodo) que pode ser tratada por via anaeróbia posteriormente. Foram seguidas as premissas indicadas pela ABiogás (2020), os dados de população do IBGE (2020) e de tratamento do SNIS (2020).

Sendo o cálculo do potencial elétrico realizado a partir da equação 10:

$$E_r = (Pop * T_{anaeróbio} + f_E * T_{aeróbio} * f_L) * disp_r * PCI_{CH4} * t_{CH4} * \eta * FC$$

Em que:

Er = energia produzida pelo resíduo (kWh/ano)

Pop = população brasileira (habitantes)

$T_{anaeróbio}$*= resíduo tratado pela via anaeróbia*

Dispr = disponibilidade do resíduo (%)

f_E *= rendimento de biogás específico do esgoto sanitário (Nm³/hab.ano)*

f_L *= rendimento de biogás específico do lodo (Nm³/hab.ano)*

PCI_{CH4} *= poder calorífico inferior do metano (kWh/ Nm³)*

t_{CH4} *= teor de metano no biogás (%)*

n = eficiência de transformação elétrica (%)

FC = fator de capacidade (%)

Resíduos da Madeira

O potencial energético dos resíduos da madeira foi retirado diretamente do documento da Nota técnica da EPE (2018) sobre o tema, em que estima a produção em 17,5 TWh/ano para queima de resíduos florestais e 4,4 TWh/ano de resíduos da indústria da madeira

5. Resultados

5.1. Análise de dados históricos da geração de energia elétrica

De acordo com o Balanço Energético Nacional (2020), em 2019, a geração de energia elétrica no Brasil, em centrais de serviço público e autoprodutoras, atingiu 626,3 TWh. A autoprodução correspondeu a 16,3% desse total. Contudo, cerca de 57,3 TWh não foram injetados na rede, significando que foram gerados e consumidos no mesmo local. Essa modalidade agrega principalmente instalações industriais que produzem energia para consumo próprio, como os setores de Papel e Celulose e Açúcar e Álcool (EPE, 2020), ambos grandes potenciais produtores de geração a biomassa. Na Figura 11, observa-se a fonte da energia elétrica produzida no Brasil: em primeiro lugar a energia hidráulica, seguida pelo gás natural, eólica e biomassa, respectivamente.

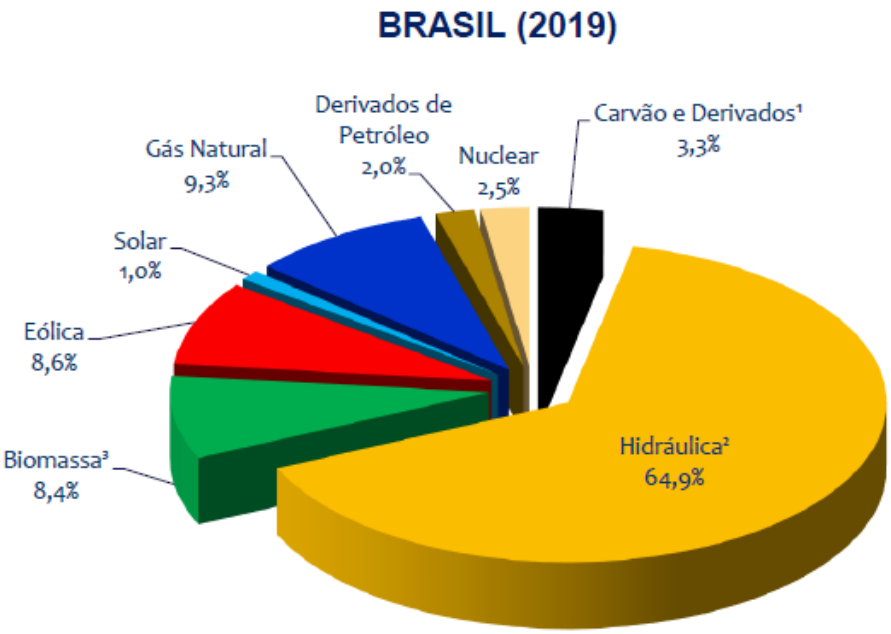

Figura 11 - Oferta Interna de energia por Fonte BEN (2020)

Quando analisada a geração a partir da base de dados da ANEEL (2021a), verifica-se que a participação da biomassa é menor, devido à vocação ao autoconsumo da fonte. Boa parte da energia não chega a ser injetada ao SIN, sendo consumida no local de produção.

Dessa forma, quando se trata da energia injetada no SIN, as térmicas fósseis se mostram mais atuantes, chegando a representar, em 2019, 11% da energia despachada no sistema, enquanto as térmicas a biomassa representaram apenas 2% (ANEEL, 2021a).

Através dos dados da energia gerada por fonte injetada no sistema, observa-se que, nos últimos 20 anos, houve um aumento expressivo da quantidade de energia gerada e, a partir de 2012, uma maior diversificação da matriz elétrica, apesar de grande parcela de geração ser fornecida pela fonte hídrica.

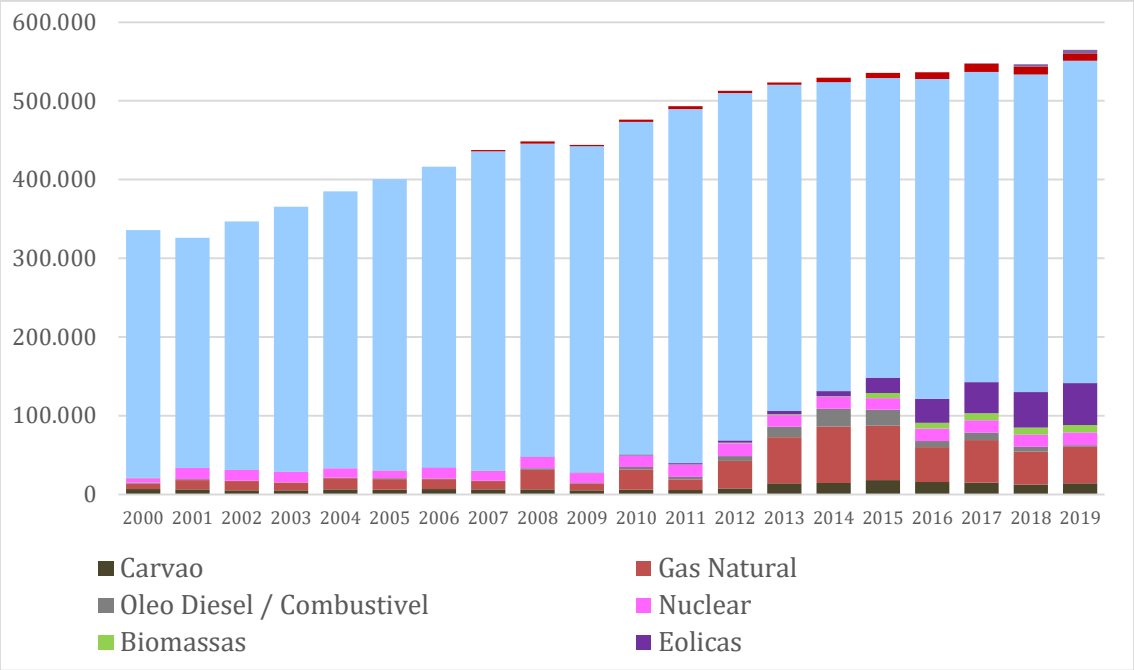

Figura 12 - Geração elétrica por fonte de 2000 a 2019 (Fonte: ANEEL, 2021a)

Nessa diversificação, o gás natural tem tido papel importante, principalmente em anos de crises hídricas, como em 2014, quando térmicas fósseis representaram 21% da geração, números expressivos para a matriz elétrica brasileira.

A fonte eólica também ganhou força após 2014 e vem crescendo a cada ano, tornando-se a segunda fonte renovável que mais gera energia para o sistema, pois, diferentemente da biomassa, as usinas eólicas são construídas com o propósito principal de produção de energia, enquanto a geração de energia elétrica a biomassas é relacionada à geração de resíduos ou subprodutos de outras atividades.

Os dados abertos de geração elétrica da ANEEL, presentes nas tabelasTabela 6 eTabela 7, demostram de forma mais detalhada a participação de outras fontes. A variabilidade da contribuição da geração de energia hidrelétrica nos últimos 10 anos, a qual foi de 91% de participação, em 2011, a 71% em 2015, ano de crise hídrica, demonstra o quanto a escassez de chuvas afeta de forma intensa a geração elétrica no país.

A variabilidade da geração hídrica tem sido assegurada pelo despacho de energia termoelétrica, as quais têm vantagens em relação à infraestrutura de transporte e estocagem de combustível, como também à flexibilidade da operação. Contudo, apesar dos ganhos operacionais na geração emergencial de energia, tal prática confronta a necessidade de redução do uso dos combustíveis fósseis.

Tabela 6 - Geração por fonte em GWh

Fonte	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Total fósseis	14.864	19.397	17.406	15.335	21.567	20.403	20.129	17.205	33.286	14.293	34.673	22.032	48.780	86.112	108.672	107.664	67.779	78.290	60.505	62.451
Carvao	6.736	6.182	5.037	5.239	6.346	6.107	6.687	6.194	6.269	5.193	6.123	5.677	7.672	13.925	14.296	17.929	15.606	14.951	12.567	13.962
Gás Natural	6.720	12.049	11.841	9.830	14.386	13.336	12.743	10.581	24.942	8.372	25.377	13.240	34.673	58.767	71.719	69.408	44.335	54.085	41.834	46.437
Óleo Diesel / Combustível	1.408	1.166	528	265	834	959	699	429	2.075	727	3.173	3.116	6.435	13.420	22.656	20.327	7.837	9.254	6.104	2.052
Nuclear	5.621	14.279	13.849	13.358	11.583	9.855	13.754	12.350	13.976	12.957	14.514	15.659	16.039	14.641	15.377	14.734	15.809	15.733	15.474	16.129
Total renováveis	315.213	292.386	315.418	336.819	351.968	370.307	382.396	407.807	401.396	416.913	426.818	455.427	447.918	422.674	405.563	413.134	452.979	453.861	470.397	486.243
Biomassas	359	0	0	0	0	0	0	0	114	76	265	193	744	1.249	723	6.231	7.536	9.026	8.746	9.482
Eólicas	0	0	0	0	0	0	147	408	422	600	1.301	1.689	3.192	4.047	6.559	19.751	30.431	39.569	45.148	53.136
Hidrelétricas	314.854	292.386	315.417	336.819	351.968	370.307	382.249	405.949	397.700	414.501	422.774	449.919	441.177	414.587	392.581	380.678	406.380	394.258	403.616	409.780
Resíduos Processos Industriais	0	0	0	0	0	0	0	1.449	3.161	1.736	2.478	3.625	2.806	2.791	5.699	6.474	8.633	10.483	10.360	9.514
Solar Fotovoltaica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	524	2.526	4.331
Total Geral	**335.697**	**326.062**	**346.674**	**365.512**	**385.117**	**400.565**	**416.279**	**437.361**	**448.659**	**444.163**	**476.004**	**493.118**	**512.737**	**523.427**	**529.612**	**535.532**	**536.567**	**547.884**	**546.376**	**564.823**

Fonte: (ANEEL, 2021a)

Tabela 7 - Geração por fonte em %

%	4%	6%	5%	4%	6%	5%	5%	4%	7%	3%	7%	4%	10%	16%	21%	20%	13%	14%	11%	11%
Carvão	2%	2%	1%	1%	2%	2%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	3%	3%	3%	3%	3%	2%	2%
Gás Natural	2%	4%	3%	3%	4%	3%	3%	2%	6%	2%	5%	3%	7%	11%	14%	13%	8%	10%	8%	8%
Óleo Diesel / Combustível	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	3%	4%	4%	1%	2%	1%	0%
Nuclear	2%	4%	4%	4%	3%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
%	94%	90%	91%	92%	91%	92%	92%	93%	89%	94%	90%	92%	87%	81%	77%	77%	84%	83%	86%	86%
Biomassas	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	2%	2%	2%
Eólicas	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	4%	6%	7%	8%	9%
Hidrelétricas	94%	90%	91%	92%	91%	92%	92%	93%	89%	93%	89%	91%	86%	79%	74%	71%	76%	72%	74%	73%
Resíduos Processos Industriais	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%
Solar Fotovoltaica	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%

Fonte : (ANEEL, 2021a)

A energia gerada pelas térmicas a biomassa, ainda que não tenha grande representação na energia exportada para a rede, tem papel importante para evitar emissões de fontes mais poluentes e perdas de energia da transmissão e distribuição.

A ANEEL disponibiliza, desde 2012, dados abertos da capacidade instalada por tipo de termoelétrica e, ao comparar a capacidade instalada das térmicas a biomassa com a combustíveis fósseis, observa-se que a taxa de crescimento de térmicas a biomassa tem sido maior, aumentando assim sua representatividade diante da capacidade instalada total.

As térmicas a biomassa representaram, em 2019, 36% da capacidade instalada térmica, enquanto as térmicas fósseis representaram 64%. A capacidade instalada de térmicas a biomassa é representada principalmente pelas unidades geradoras do setor de açúcar e álcool, movidas a bagaço de cana, que é 28% de toda a capacidade instalada termoelétrica do Brasil. Em seguida, constam as térmicas movidas a combustíveis oriundos do setor de florestas, como a importante geração de indústrias de papel e celulose. As tabelas Tabela 8Tabela 9 apresentam a capacidade instalada por tipo de termoelétrica, de 2012 a 2019, no país.

Tabela 8 - Capacidade instalada por tipo de termoelétrica (MW)

Tipo de Térmica	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Biomassa	9.860	11.472	12.341	13.249	14.180	14.561	14.755	14.973
Agroindustriais	8.273	9.506	9.952	10.645	11.010	11.271	11.430	11.541
Biocombustíveis líquidos	4	4	19	4	5	5	5	5
Floresta	1.583	1.961	2.302	2.523	3.049	3.149	3.177	3.242
Resíduos animais	0	0	1	2	2	4	4	4
Resíduos sólidos urbanos	0	0	67	75	115	132	138	181
Fóssil	22.813	25.067	25.265	26.143	26.920	27.068	25.654	26.154
Carvão mineral	2.609	3.698	3.593	3.612	3.613	3.727	3.252	3.597
Gás Natural	12.291	13.070	12.590	12.428	13.004	13.020	13.143	13.393
Outros fosseis	356	366	149	147	147	147	147	166
Petróleo	7.557	7.934	8.933	9.956	10.155	10.172	9.112	8.999
Total Geral	**32.673**	**36.539**	**37.606**	**39.393**	**41.100**	**41.628**	**40.409**	**41.127**

(ANEEL, 2021c)

Tabela 9 - Capacidade instalada por tipo de termoelétrica (%)

Tipo de Térmica	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Biomassa	30%	31%	33%	34%	35%	35%	37%	36%
Agroindustriais	25%	26%	26%	27%	27%	27%	28%	28%
Biocombustíveis líquidos	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Floresta	5%	5%	6%	6%	7%	8%	8%	8%
Resíduos animais	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Resíduos sólidos urbanos	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Fóssil	70%	69%	67%	66%	65%	65%	63%	64%
Carvão mineral	8%	10%	10%	9%	9%	9%	8%	9%
Gás Natural	38%	36%	33%	32%	32%	31%	33%	33%
Outros fosseis	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Petróleo	23%	22%	24%	25%	25%	24%	23%	22%

(ANEEL, 2021c)

Verifica-se que o fator de capacidade das plantas térmicas fósseis é influenciado, sobretudo, pelas demandas de acionamento em períodos de escassez de outras fontes, como a hídrica. O fator de capacidade das plantas do setor agroindustrial é impactado pela época das safras. No caso da cana, de abril a outubro. Ainda há setores com potenciais de produção de biomassa a partir de resíduos de produção com disponibilidades mais constantes, como pecuária, papel e celulose, ou ainda o saneamento. (Vieira et al, 2018)

5.2. Potencial de geração de energia a partir da biomassa

A geração de energia a partir de resíduos produtivos tem se mostrado como um grande potencial futuro para a expansão da oferta da bioenergia. Com isso, a EPE, com o intuito de promover a disseminação do conhecimento e do uso de resíduos na geração de energia, lançou notas técnicas com o levantamento de potenciais de produção de energia através de resíduos florestais do manejo sustentável e de resíduos da industrialização da madeira (EPE, 2018b), resíduos agropecuários (EPE, 2019a) e resíduos urbanos (EPE, 2019b).

Para resíduos de biomassa lenhosa residual, foi estimado um potencial de produção de energia elétrica de, aproximadamente, 17,5 TWh por ano, no total, e 2,6 GWh por ano, em sistemas isolados. Esse tipo de energia nos sistemas isolados se mostrou particularmente interessante, pois os sistemas isolados se encontram, sobretudo, na região Norte e região amazônica, onde há grande

potencial para o manejo sustentável da biomassa residual. Em 2018, a capacidade instalada a diesel na região somava 996 GW, porém, a geração, no mesmo período, foi cerca de 2,9 TWh. Ou seja, a potencial de produção com biomassa de madeira residual na região é seis vezes maior que a geração atual. Em relação ao potencial da geração elétrica a partir da biomassa residual de serrarias, este potencial é de 633 MW, contribuindo com uma geração de até 4,4 TWh (EPE, 2018b).

Em relação aos resíduos agropecuários, a EPE (2019) estima um potencial energético de 160 TWh, ou 77 bilhões de m³ de biometano, gerados a partir da digestão anaeróbia de resíduos de culturas de arroz, cana-de-açúcar, milho, soja e trigo e criação de bovinos, suínos e aves. Segundo a análise da EPE (2018), os dados do setor pecuário indicam uma tendência de intensificação dos cultivos, fazendo com que seus resíduos ou efluentes também estejam cada vez mais disponíveis a algum tipo de aproveitamento. Contudo, existem diversos desafios relacionados à logística do resíduo e do biodigestato gerado, dificultando a disponibilidade desse resíduo para aproveitamento energético.

O potencial de aproveitamento energético de resíduos urbanos oriundos do resíduo sólido urbano e do esgoto doméstico calculado pela EPE (2019), foi considerado pela fração orgânica destinada à produção de biometano através de codigestão, podendo gerar 4,1 milhões de Nm³/h, e os rejeitos da reciclagem sendo direcionados para recuperação energética, através de incineração, podendo gerar até 12,5 TWh por ano (EPE, 2019).

Associações de setores relacionados à biomassa e à produção energética também realizam publicações com potenciais de aproveitamento energético para demonstração do potencial para seus mercados. É o caso da Associação Brasileira do Biogás, que publica todos os anos seu cálculo do inventário do potencial brasileiro de produção de biogás.

Segundo Nota Técnica, publicada em 2021 o setor sucroenergético teria o potencial de geração de bioenergia de 85,17 TWh/ano, a agroindústria de 72,10 TWh/ano e o saneamento de 10,28 TWh/ano. Esses resultados estão alinhados

com as perspectivas da EPE (2018, 2019). Contudo, o potencial energético da biomassa não se limita à produção de biogás, pelo contrário, grande parte da geração atual é feita através da queima direta do bagaço de cana em processos de cogeração.

Há ainda o uso concorrente das biomassas, como a produção de etanol de segunda geração. A baixa disponibilidade e a inviabilidade de coleta de resíduos fazem com que o potencial seja uma meta distante de alcançar. (EPE, 2019)

Este trabalho apresenta a construção de cenário para o potencial de biomassa a ser utilizado para geração de energia elétrica. A proposição de cenários é cada vez mais importante para a previsão dos caminhos do planejamento energético, uma vez que há situações em que a simples extrapolação dos dados do passado, ou a manutenção de tendências atuais, não representam a expectativa do contexto futuro (Lima et al, 2014).

A Tabela 10 sintetiza os resultados obtidos a partir do cálculo de potencial de geração de energia elétrica de resíduos de biomassa.

Tabela 10 – Resultados da estimativa de produção de energia por biomassa residual

Setor	Subsetor	Substrato	Aproveitamento energético (combustível)	Resíduo	Potencial de geração de energia elétrica
				ton/ano	TWh/ano
Agropecuária	Sucroalcooleiro	Palha	biomassa	70.290.000	11,7
		Bagaço	biomassa	178.920.000	32,2
		Torta de filtro	biogás	20.448.000	2,5
		Vinhaça	biogás	353.212.332	7,5
	Abatedouros	Bovinos	biogás	70.394.800	1,6
		Suínos	biogás	55.596.000	0,7
		Aves	biogás	87.150.000	3,0
	Dejetos	Bovinos de corte	biogás	10.277.965	5,8
		Vaca leiteira	biogás	22.282.804	11,6
		Suínos	biogás	5.814.415	6,3
		Aves poedeiras	biogás	5.115	0,004
	Laticínios	Produção de leite	biogás	52.200.000	6,1
	Milho	Casca de milho	biomassa	10.739.538	8,4
	Soja	Casca de soja	biomassa	2.723.724	1,8
	Mandioca	Manipueira	biogás	570.000	0,01
		Fecularia	biogás	5.700.000	0,9
Saneamento	RSU	Aterro sanitário	biogás	42.441.884	2,4
		URE	biomassa	20.758.116	7,7
	Esgoto	Digestão lodo	biogás	3.775.275.300	0,3
		Tratamento anaeróbio	biogás	6.159.659.700	0,5
Florestal	Madeira	Resíduos Florestais	biomassa	24.487.639	17,5
		Resíduos Indústria	biomassa	4.098.000	4,4
				Total	132,9

Apresentado nos documentos da EPE e da ABiogás, o cenário proposto reafirma as grandezas dos potenciais, apontando a agropecuária e o setor de florestas como maiores potenciais de geração elétrica a partir do biogás. Quando analisados os potenciais calculados pela ABiogás para produção de biogás a partir de resíduos com menos umidade, como bagaço e palha de cana, palha de milho, casca de soja e resíduos urbanos, e os resultados da EPE (2019), observa-se que a queima direta da biomassa proporciona maiores aproveitamentos energéticos para a mesma biomassa. Assim, foi considerada a rota da digestão anaeróbia para resíduos mais úmidos ou líquidos, enquanto que, para resíduos secos, foi considerada a rota de combustão direta da biomassa.

Nesse sentido, a implantação de unidades de recuperação energética para resíduos sólidos urbanos em metrópoles também demostrou potencial importante de geração de energia elétrica. O setor de saneamento é pouco expressivo quando considerada a recuperação energética através do biogás em comparação aos potenciais agropecuários.

Em relação aos resíduos sólidos urbanos, a recuperação da matéria ainda deve ser prioridade diante da recuperação energética através da reciclagem. Contudo, ainda que existam soluções para reciclagem, a recuperação de materiais ainda é muito pequena, devido à falta de circularidade na cadeia produtiva. Estima-se que menos de 4% dos resíduos do Brasil são reciclados (ABRELPE, 2021), sendo em sua maioria alumínio, material com forte circularidade e alto índice de separação relacionada à atividade de catadores. (ABRALATAS, 2020).

Alguns resíduos agropecuários são vistos como subprodutos que já apresentam uma cadeia de valor própria e podem ser valorizados para alimentação animal, adubação, ou ainda produtos de maior valor agregado, como, por exemplo, resíduos de milho, casca de soja e resíduos da indústria de laticínios. O cenário potencial considerou disponibilidades abaixo de 50% para esses resíduos.

Resíduos que não são utilizados para outros fins, por vezes encontram dificuldades logísticas para captura, como é o caso dos dejetos de gado bovino

de corte, os quais são criados, sobretudo, de maneira extensiva no Brasil. Para resíduos como dejetos de animais, esgoto sanitário, resíduos de abatedouros e vinhaça, a exploração energética através da digestão anaeróbia, além da produção de energia, proporciona também decaimento do potencial poluidor do resíduo, permitindo que esse seja utilizado como biofertilizante líquido.

5.3. Biomassa no PNE 2050 e PDE 2030

A EPE (2021a; 2020b) apresenta a expectativa de crescimento da contribuição da biomassa na matriz energética brasileira em médio (PDE 2030) e longo prazo (PNE 2050). Para médio prazo, o crescimento da energia contratada para o SIN não é expressivo, cerca de 4%, acompanhando o aumento da demanda energética. Isso representa somente 1% de incremento na participação da matriz elétrica nacional.

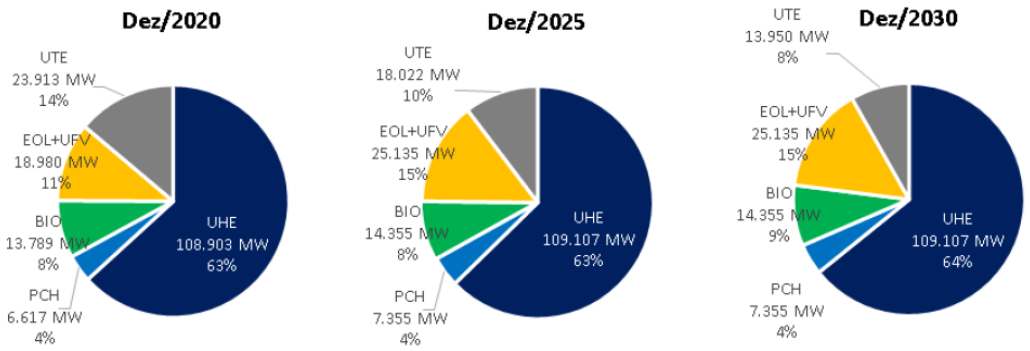

Figura 13 – Evolução da capacidade instalada existente e contratada no SIN (EPE, 2021a)

Esse crescimento corresponde à expansão planejada da capacidade instalada de 400 MW de biomassa e 60 MW de resíduos sólidos urbanos por ano, de 2026 a 2030. A Tabela 11 apresenta a expansão prevista pela EPE (2020b), de 2026 a 2030, em MW.

Tabela 11 - Expansão por tecnologia entre os anos 2026 e 2030 em capacidade instalada (MW)

Fontes:	2026	2027	2028	2029	2030	Total (MW)
Hidrelétrica (1)(2)	593	854	1189	1384	313	**4333**
PCH/CGH	300	300	300	300	300	**1500**
Biomassa	80	80	80	80	80	**400**
Resíduos Sólidos Urbanos	12	12	12	12	12	**60**
Eólica	2375	2375	2375	2375	2375	**11875**
Fotovoltaica	731	731	731	731	731	**3657**
UTE Flexível	3082	3117	2135	2000	2000	**12334**
Modernização Carvão	-	-	350	-	-	**350**
Resposta da Demanda	200	400	500	600	700	**2400**
Total:	**7373**	**7869**	**7672**	**7483**	**6512**	**36908**

(1) O incremento anual de oferta hidrelétrica considera a motorização e o melhor período para enchimento de seus reservatórios, o que pode levar a entrada da primeira máquina antes do início da operação comercial.

(2) Incremento de capacidade devido à modernização de usinas hidrelétricas do parque existente.

(EPE, 2021b)

Em longo prazo, são considerados cenários que variam de acordo com premissas aplicadas tanto à biomassa, quanto à geração hidrelétrica, como, por exemplo, a utilização de usinas a biomassa com fator de capacidade maior e utilização, ou não, do potencial hidrelétrico em áreas com restrições ambientais.

O planejamento energético indica que o crescimento da biomassa considerando usinas típicas, com fator de capacidade baixo devido o funcionamento atrelado à disponibilidade da biomassa residual no período da safra, como no caso da cana de açúcar de 7 a 8 meses por ano, é limitado a atuação complementar junto as hidrelétricas. Isso significa que a expansão da capacidade instalada dessas usinas estaria condicionada à expansão de usinas hidrelétricas.

Na Figura 14, extraída do PNE 2050, observa-se que o crescimento da UTE típica é menor no cenário do potencial hidrelétrico, por não ser explorado em unidades de conservação (UC) e terras indígenas (TI). Contudo, ao considerar usinas com fator de capacidade maior, ou seja, usinas que funcionem todo o ano através de estocagem de biomassa ou hibridização de usinas de resíduos de cana e madeira, a biomassa tem um potencial maior de expansão, competindo com a fonte hidrelétrica e sendo um potencial para substitui-la.

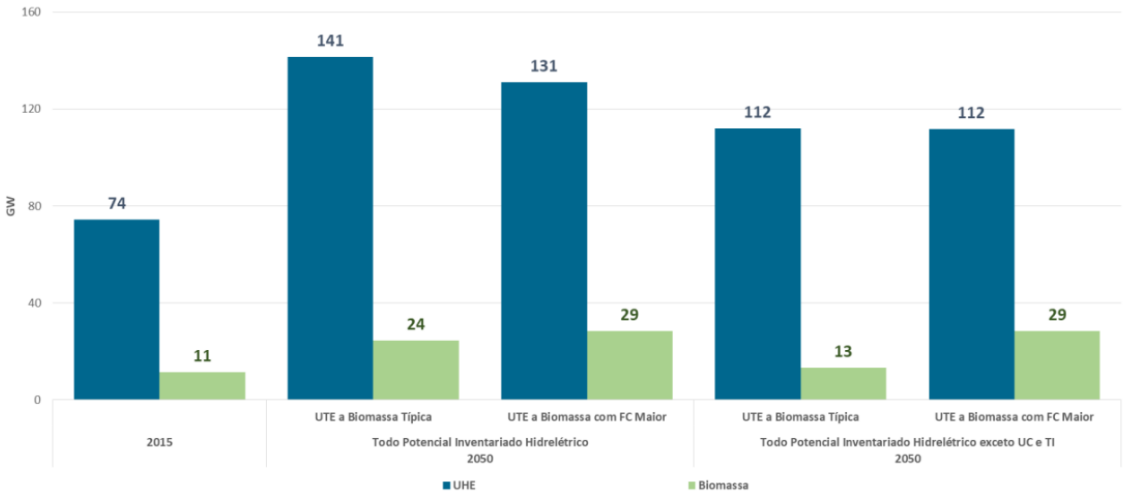

Figura 14 - Capacidade instalada da biomassa e hidrelétrica em diferentes cenário (Fonte: EPE, 2021a)

Isto acontece, pois 77% do potencial hidrelétrico brasileiro inventariado está em áreas legalmente protegidas, como unidades de conservação (UC), terras indígenas (TI), ou terras quilombolas (TQ). Assim, no cenário de não utilização hidrelétrica nessas áreas, a expansão ficaria restrita a 23% do potencial de novas UHE e a repotencialização das UHE existentes. A Figura 15 - Potencial Hidrelétrico Inventariado e interferência em áreas protegidas (Fonte: 2021a)apresenta o potencial hidrelétrico e a sobreposição em áreas protegidas.

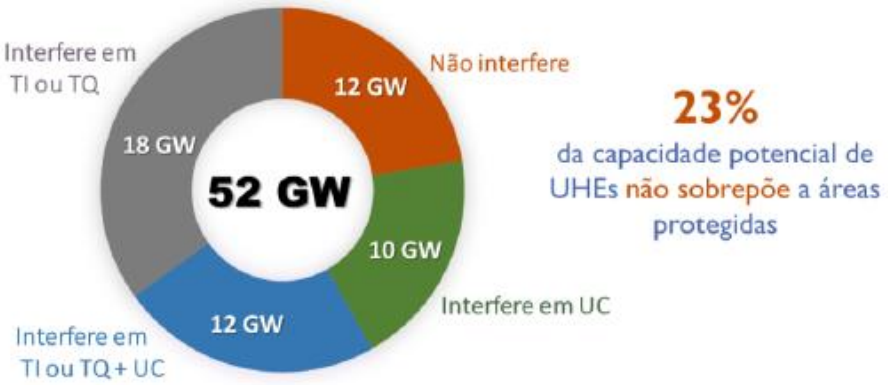

Figura 15 - Potencial Hidrelétrico Inventariado e interferência em áreas protegidas (Fonte: 2021a)

A expectativa do perfil da capacidade instalada em 2050 no cenário de estagnação da demanda de energia é de maior participação das usinas hidrelétricas, sendo 73% da expectativa da geração e 80% da capacidade

instalada. Porém, ao considerar o cenário de expansão, as renováveis não hídricas ganham espaço, principalmente no cenário de respeito às restrições em áreas protegidas. A Figura 16 - Capacidade instalada da matriz elétrica em cenário 100% renovável e com restrição de emissões.(Fonte, 2021a)apresenta a capacidade instalada estimada no cenário de expansão, considerando matriz 100% renovável e com restrição de emissões em 2050. Com isso, é esperado que as emissões totais da matriz elétrica reduzam devido à baixa participação de fontes fósseis. (EPE, 2020a)

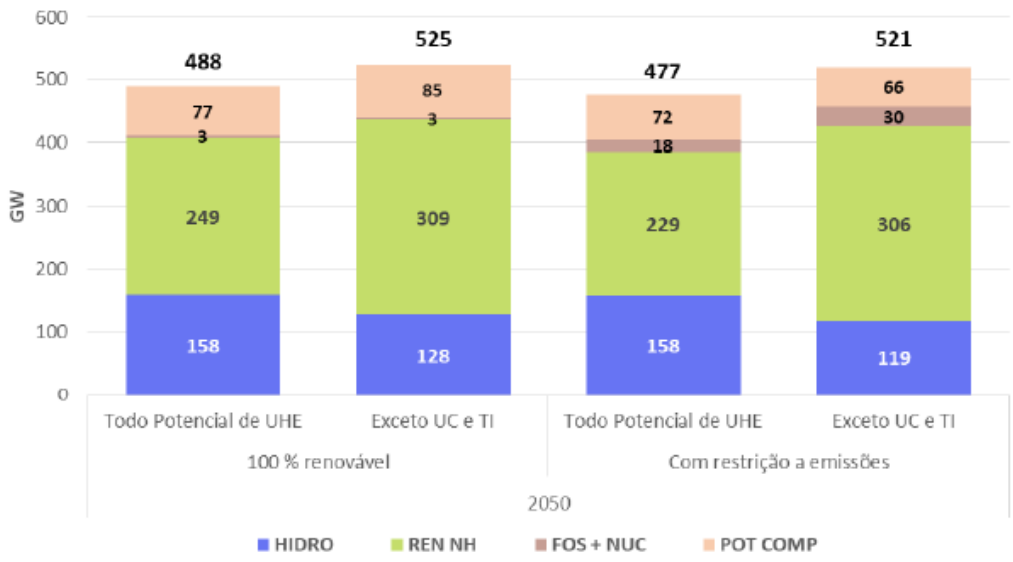

Figura 16 - Capacidade instalada da matriz elétrica em cenário 100% renovável e com restrição de emissões.(Fonte, 2021a)

5.4. Fator de emissão da rede

Desde 2006, o fator de emissão da rede é um indicador publicado mensalmente pelo Governo Federal e leva em conta a construção e o despacho de energia. A relação do fator de emissão com o maior despacho de energia térmica fóssil é bastante clara, chegando a apresentar índice de correlação de 0,99 da média anual do fator de emissão com o percentual médio de participação de combustíveis fósseis na geração elétrica do SIN. A Figura 17 apresenta os fatores de emissão mínimos, médios e máximos desde o início da publicação (MCTI,2021) e o histórico da geração térmica de combustíveis fósseis (ANEEL, 2021a).

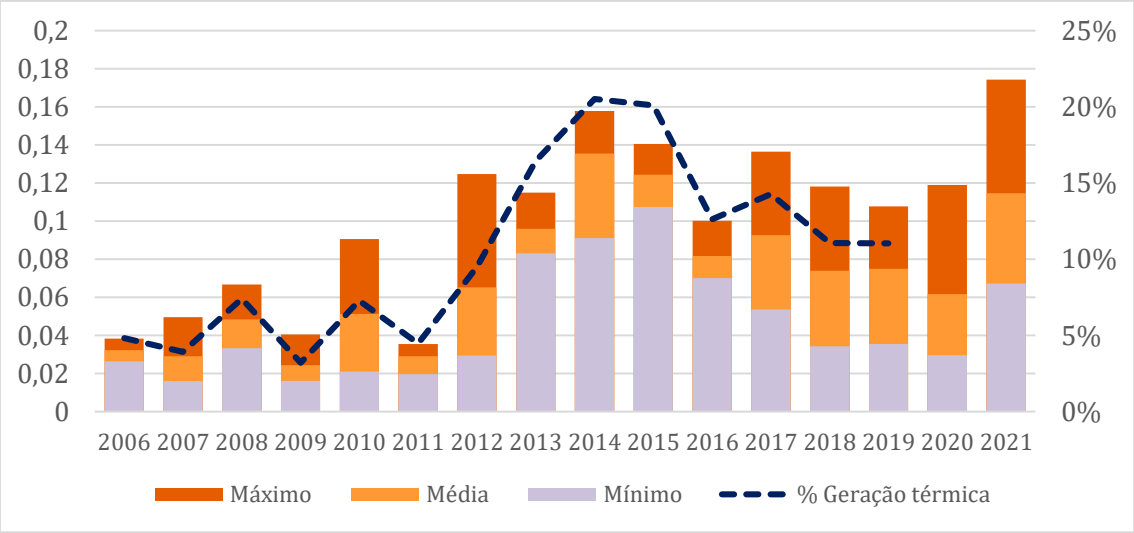

Figura 17 - Fator de emissão da rede mínimo, médio e máximo e participação da geração elétrica fóssil no SIN. (Elaborado a partir de ANEEL 2021a e MCTI 2021)

De 2013 a 2015, anos de intensa crise hídrica na região Centro-Oeste, Sudeste e Sul, é o período que apresentou maior valor mínimo de fator de emissão. Apesar disso, o ano que apresenta maior valor máximo é 2021, ainda que represente valor médio menor que os anos de 2014 e 2015. Isso se deve à estratégia de acionamento das térmicas fósseis, que foi utilizada em cada um dos anos. De qualquer forma, ainda que não tenha sido analisado o dado de geração fóssil de 2021, pois os dados analisados da ANEEL (2020a) ainda não contemplavam esse ano, é esperado que a curva de geração fóssil acompanhe o fator de emissão.

5.5. Potencial de descarbonização

O potencial de resíduos de biomassa calculado com dados de 2019 foi estimado em 132,9 TWh/ano. Foi subtraído o potencial já utilizado da biomassa residual da cana, estimada em 36,5 TWh/ano, resultando em 96,4 TWh de potencial a ser explorado. Esse valor atende toda a energia elétrica fóssil gerada em 2019 para o SIN, mas não atende a necessidade de anos de crise hídrica, como 2014 e 2015. A Figura 18 apresenta a geração por empreendimentos fósseis do SIN de 2000 a 2019 (ANEEL, 2021a).

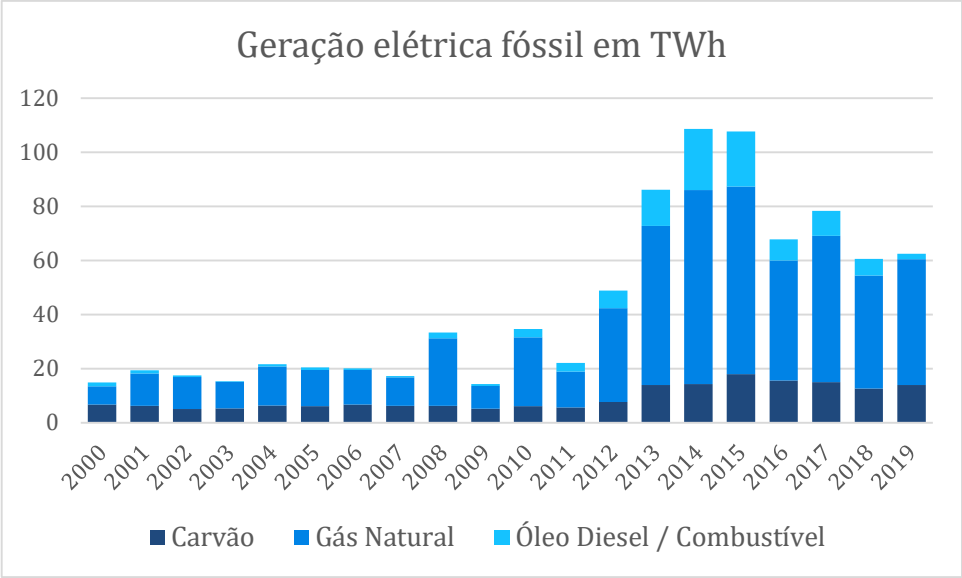

Figura 18 - Geração elétrica por fontes fósseis de 2000 a 2019 em TWh (Fonte: ANEEL, 2021a)

As fontes fósseis têm os maiores valores médios de emissão por unidade de geração elétrica. Assim, ainda que representem uma pequena parcela da matriz elétrica, são responsáveis por grande parte das emissões. Na Figura 19 são apresentados os dados de emissões totais da rede com base no fator de emissão (MCTI,2021) e dados de geração do SIN (ANEEL, 2020a).

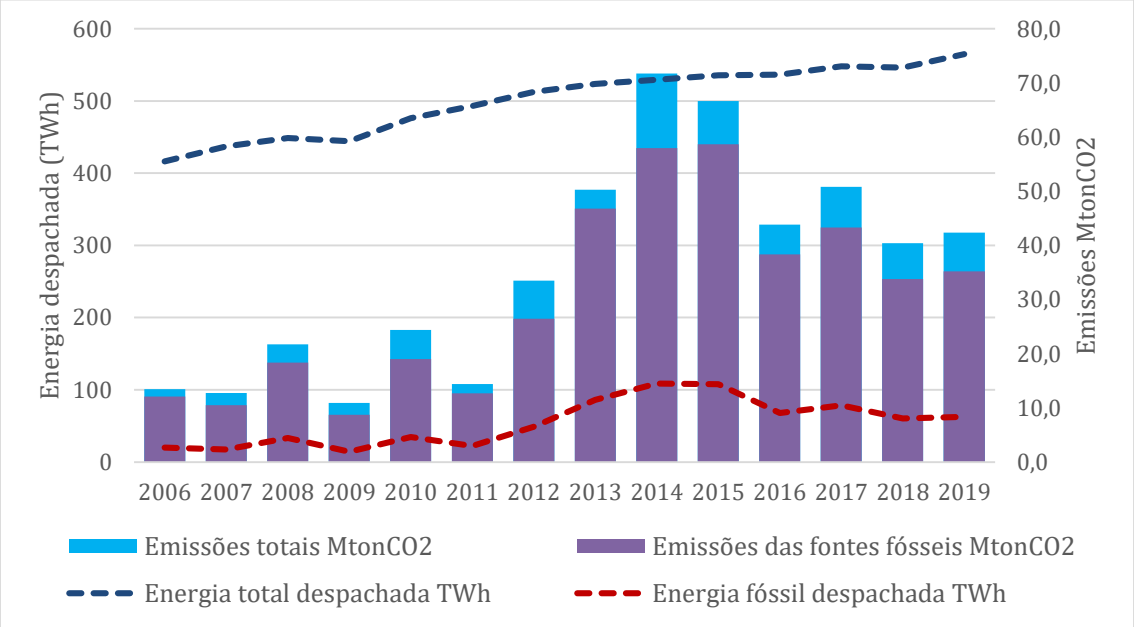

Figura 19 - Emissões e Despacho no SIN (Elaborado a partir de ANEEL 2021a e ANEEL 2021a)

Ao analisar de forma simplificada, considerando os valores médios de emissão por fonte indicados pelo IPCC (2018b), e utilizando o percentual de tipo de fontes fósseis do ano de 2019 como base comparativa, é possível inferir uma redução de emissões de CO2eq em 59%, valendo-se dos valores médios de queima de biomassa, e 77%, utilizando os valores mínimos de referência, uma vez que são consideradas apenas biomassas residuais. A Tabela 12 – apresenta os resultados do potencial de redução de emissões a partir da substituição de fontes fósseis pela biomassa disponível e não utilizada.

Tabela 12 – Potencial de redução de emissões

Potencial de geração elétrica a Biomassa	**96,4**	**TWh/ano**			
Fonte	**% SIN (2019)**	**% proporcional**	**tonCO2/ MWh**	**MtonCO2**	**Redução**
Fósseis					
Carvão	2,5%	22%	0,82	17,7	
Gás Natural	8,2%	74%	0,49	35,1	
Óleo Diesel / Combustível	0,4%	3%	0,49	1,6	
	11%	100%	-	54,3	
Biomassa					
Intensidade de carbono média			0,23	22,2	**59%**
Intensidade de carbono mínima			0,13	12,5	**77%**

Assim, observa-se que existe um grande potencial ainda não explorado de aproveitamento de biomassas, que pode contribuir com a redução de até 77% das emissões relacionadas à geração de energia de fonte termoelétrica. Contudo, ainda existem desafios a serem vencidos para que essa fonte consiga se desenvolver, como o aumento do fator de capacidade de usinas através da hibridização e armazenamento de combustíveis, redução do custo de investimento de sistemas de recuperação energética da biomassa e do biogás, aumento da difusão do conhecimento técnico, além da ampliação da absorção do biodigestado coproduzido com o biogás (Abiogás, 2020)(EPE, 2021a).

6. Conclusão

A matriz elétrica brasileira vive um momento de transição devido a necessidade de trazer mais segurança ao fornecimento de energia. A grande parcela de geração hidrelétrica faz com que a geração elétrica no Brasil seja mais limpa em relação a grande parte dos países desenvolvidos, os quais são mais carbono intensivos. Contudo, a incerteza climática acarreta na incerteza do fornecimento da fonte. A dificuldade de recuperação do nível normal dos reservatórios das hidrelétricas sinaliza crises energéticas cada vez mais frequentes, como foi observado desde a crise de 2014, que culminou na atual crise de 2021.

As mudanças climáticas são uma ameaça a todas as atividades econômicas e energéticas. Em 2021, o setor energético da China também foi impactado por eventos climáticos extremos. Minas de carvão foram inundadas por chuvas intensas, causando uma crise no fornecimento elétrico. Contudo, maior segurança energética é atribuída às termoelétricas fósseis, pois sua relação com eventos climáticos não é direta, como a ocorrência de chuvas, ventos e radiação solar.

Porém, essa relação não poderá ser sustentada por muito tempo, uma vez que eventos extremos relacionados às mudanças climáticas ficam mais frequentes e ações para redução das emissões são urgentes. A biomassa representa um potencial renovável térmico que traz segurança para o abastecimento elétrico.

O histórico de geração elétrica e capacidade instalada por fonte no Brasil demostrou que a participação da biomassa vem crescendo nos últimos anos, e representa, principalmente, uma fonte de autoprodução de energia, que evita o uso de energia da rede de seu produtor e ainda gera um excedente que pode contribuir para a descarbonização da rede.

O planejamento energético considera a expansão da biomassa na matriz, mas ainda condicionado a superação de desafios, como o aumento do fator de capacidade das plantas através da hibridização das usinas. Além disso, em médio prazo, já é esperado a inserção de novas fontes de biomassa na geração elétrica de base, como RSU.

Este trabalho analisou o potencial de produção elétrica de diversos tipos de biomassa residual do setor agropecuário, saneamento e florestal, estimando um potencial não aproveitado de 92,4 TWh por ano de bioenergia, os quais, ao substituir a produção termoelétrica fóssil, poderiam reduzir até 77% das emissões de carbono na geração elétrica.

A redução das emissões nos diversos setores econômicos é importante, bem como o aumento da segurança do abastecimento energético. Assim, é necessária a maior diversificação da matriz elétrica brasileira através de fontes renováveis, buscando a redução de riscos e de emissões de GEE.

7. Referências bibliográficas

ABIOGÁS. O potencial brasileiro de biogás. Associação Brasileira do Biogás, [S. l.], p. 1-28, 1 nov. 2020. Disponível em: < https://abiogas.org.br/biblioteca/

ABRELPE. Panorama dos Resíduos Sólidos no Brasil 2020. ABRELPE, [S. l.], p. 1-52, 1 dez. 2020. Disponível em: < http://www.abrelpe.org.br >

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Dados abertos Geração por Fonte 2021a. Disponível em: < https://www.aneel.gov.br/dados/geracao>

_____. Dados abertos Capacidade instalada 2021b. Disponível em: < https://www.aneel.gov.br/dados/geracao>

_____. Dados abertos Termoelétricas por Fonte 2021c. Disponível em: < https://www.aneel.gov.br/dados/geracao>

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Resolução nº 47, de 03 de setembro de 2014. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2014. DOU de 05.9.2014, Seção 1, p. 75, n. 171.

Arora, Nitin. Grid Emission Factor ñ Challenges with Calculation and Validation. UNFCCC – United Nations Framework Convention on Climate Change. 2021. Disponível em: < https://UNFCCC.int/resource/webcast/collections/110309_dna/downloads/DNA-Forum11_Day2_0915_GEF_DNA_Proactive_Role_UNFCCC_Arora.pdf>

Brasil. Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021. Institui a Nova Lei do Gás. Disponível em: < https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.134-de-8-de-abril-de-2021-312904769>

Brasil. Governo Federal. Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981. Institui a Política Nacional do Meio Ambiente. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l6938.htm>

Diaz, L B et al. Review Meta-Review of Fire Safety of Lithium-Ion Batteries: Industry Challenges and Research Contributions. Journal. Electrochem. 2020. Disponível em: <https://iopscience.iop.org/article/10.1149/1945-7111/aba8b9/meta>

EMBRAPA - Empresa Brasileira de Pesquisas Agronômicas. Dinâmica do cultivo de cana-de-açúcar no Brasil – 1990 a 2018. / Danilo Francisco, Trovo Garofalo [et al.]. Embrapa Meio Ambiente. Jaguariúna, 2020. Disponível em: < https://ainfo.cnptia.embrapa.br/digital/bitstream/item/216303/1/Packer-Dinamica-cultivo-2020.pdf>

EPA - Environmental Protection Agency. Air Emissions Factors and Quantification. AP-42: Compilation of Air Emissions Factors. 2021. Disponível em: <https://www.epa.gov/air-emissions-factors-and-quantification/ap-42-compilation-air-emissions-factors>

EPE – Empresa de Pesquisa Energética Plano Nacional de Energia – Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2021a. Disponível em: < https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>

_____. Plano Decenal de Expansão de Energia – 2030. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE. 2021b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030

_____. Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE. 2021c. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes>

_____ Balanço Energético Nacional 2020: Ano base 2019 / Empresa de Pesquisa Energética. – Rio de Janeiro: EPE, 2020. Disponível em: <

https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>

_____Nota técnica EPE Informe Técnico Série SIEnergia: Potencial Energético dos Resíduos Agropecuários 2019a. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes>

_____. Informe Técnico Série SIEnergia: Potencial Energético dos Resíduos Urbanos 2019b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes>

_____. Sistemas de Armazenamento em Baterias. Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento2019c. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes>

_____. Mudanças Climáticas e Desdobramentos sobre os Estudos de Planejamento Energético: Considerações Iniciais. Documento de Apoio ao PNE 2050. 2018a.Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes>

_____ Nota técnica EPE 17/18 Potencial Energético de Resíduos Florestais do Manejo Sustentável e de Resíduos da Industrialização da Madeira 2018b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes>

_____ Economicidade e Competitividade do Aproveitamento Energético dos Resíduos Sólidos Urbanos. NT DEA 16/14. 2014. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes>

_____. Nota Técnica DEA 18/14 Inventário Energético dos Resíduos Sólidos Urbanos. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes>

Esfera Energia. Análise detalhada da crise hídrica atual. Esfera Blog 2021. Disponível em: <https://esferaenergia.com.br/blog/crise-racionamento/>

Esparta, A R J. Redução de emissões de gases de efeito estufa no setor elétrico brasileiro: A experiência do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Quioto e uma visão futura. 2008. Tese (Doutorado em Energia) - Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

Goldemberg, J Coelho, S T. Renewable energy—traditional biomass vs. modern biomass. Energy Policy. Volume 32, Issue 6. 2004.

Instituto Acende Brasil. O Mercado de Gás Natural e a Geração Termelétrica. White Paper 16, São Paulo, 2016.

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Produção Agrícola Municipal - culturas temporárias e permanentes. 2020

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Produção Pecuária Municipal - culturas temporárias e permanentes. 2020

International Energy Agency – IEA. Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector. 2021a Disponível em: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

International Energy Agency - IEA . World Energy Outlook 2021. Disponível em: < https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change. Climate Change and Land. IPCC. 2020. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/4/2020/02/SPM_Updated-Jan20.pdf

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change. Fourth Assessment Report on Climate Change. The Physical Science Basis. Energy Supply. 2018a.

Disponível em: <https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ar4-wg3-chapter4-1.pdf>

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change. Fifth Assessment Report on Climate Change. Annex III. Technology-specific Cost and Performance Parameters 2018b. Disponível em: < https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-iii.pdf>

Khan, I. Importance of GHG emissions assessment in the electricity grid expansion towards a low-carbon future: a time-varying carbon intensity approach, Journal of Cleaner Production. 2018. Disponível em: < https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652618318122>

Lilliestam, J. Patt, A. Bersalli, G. The effect of carbon pricing on technological change for full energy decarbonization: A review of empirical ex-post evidence. WIREs Clim Change. 2020;e681. Disponível em: <https://doi.org/10.1002/wcc.681>

Lima, J. W. M Efeitos das mudanças climáticas na geração de energia elétrica/José Wanderley Marangon Lima — São Paulo :AES Tietê, 2014. 360 p. : il. ; 24cm

Maroun C e Costa I. Estudo Comparativo de Emissões de Gases de Efeito Estufa. Associação Brasileira de Carvão Mineral. 63p 2013. Disponível em: <https://www.carvaomineral.com.br/arquivos/Estudo_Comparativo_GEE_final.pdf>

MCTI Ministério da Ciência, Tecnologias e Inovações. Fatores de Emissão MDL/ SIN, 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/dados-e-ferramentas/fatores-de-emissao>

_____. Estimativas anuais de emissões de gases de efeito estufa no Brasil. 5. ed. Coordenação-Geral do Clima Brasília, 2019. Disponível em: <

https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/publicacoes/estimativas-anuais-de-emissoes-gee/ >

Millennium Ecosystem Assessment, W. G. Ecosystems and human well-being: scenarios: findings of the Scenarios. Washington: Island Press - The Center for Resource Economics. 2005.

Ministério do Desenvolvimento Regional. Secretaria Nacional de Saneamento – SNS. Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento: 25º Diagnóstico dos Serviços de Água e Esgotos – 2019. Brasília: SNS/MDR, 2020. 183 p.: il.

Moreira, J R. (org). Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética. 1ed. LTC. Rio de Janeiro, 2019.

Moreno, B. Reflexões sobre o tema “As questões climáticas e os impactos nos negócios de energia”. FGV-Energia. (White Paper) As Questões Climáticas e os Impactos nos Negócios de Energia os Impactos nos Negócios de Energia. 2017.

MRE – Ministério das Relações Exteriores. Nota à imprensa n 157/2020. Apresentação da Contribuição Nacionalmente Determinada do Brasil perante o Acordo de Paris. 2020. Disponível em <https://www.gov.br/mre/pt-br/canais_atendimento/imprensa/notas-a-imprensa/2020/apresentacao-da-contribuicao-nacionalmente-determinada-do-brasil-perante-o-acordo-de-paris>

ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico. Dados abertos. Energia agora – Reservatórios. 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/reservatorios>

Silva, K. Z. Colombo, R. Combustíveis alternativos para termelétricas no Brasil: comparativo quanto à emissão de gases de efeito estufa e geração de energia elétrica. ENGEMA, [S. l.], p. 10, 1 dez. 2016.

Tolmasquim, J. W. M. (coord). Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear. EPE – Empresa de Pesquisa Energética: Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: < https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/>

Tolmasquim, J. W. M. Geração de energia elétrica no Brasil. Rio de Janeiro: Interciência : CENERGIA. 2005.

UNFCCC – United Nations Framework Convention on Climate Change -Tool to calculate the emission factor for an electricity system. v7.0 EB 100 annex 4. 2018. Disponível em < https://cdm.UNFCCC.int/methodologies/PAmethodologies/tools/>

Veiga, J E. Desenvolvimento sustentável: o desafio do século XXI. 1ed. Garamond. 2005

Vieira, N. Walter, A. Silva, I. Avaliação de cenários para a descarbonização da geração elétrica no Brasil a partir do uso de biomassa. XICBPE Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Cuiabá, 2018. Disponível em: < https://www.researchgate.net/publication/328889864_Avaliacao_de_cenarios_para_a_descarbonizacao_da_geracao_eletrica_no_Brasil_a_partir_do_uso_de_biomassa>

WBA - World Bioenergy Association. Global bioenergy statistics 2020. 2020. Disponível em: < https://www.worldbioenergy.org/global-bioenergy-statistics/>