

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
ESCOLA POLITÉCNICA

IMPACTOS DA VALORAÇÃO DE CRITÉRIOS AMBIENTAIS NA  
EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO:  
COMPARATIVO ENTRE CERTIFICADOS DE ENERGIA  
RENOVÁVEL E MERCADO DE CARBONO

Matheus Gonçalves Costa

Rio de Janeiro  
Fevereiro de 2022



# IMPACTOS DA VALORAÇÃO DE CRITÉRIOS AMBIENTAIS NA EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: COMPARATIVO ENTRE CERTIFICADOS DE ENERGIA RENOVÁVEL E MERCADO DE CARBONO

Matheus Gonçalves Costa

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Civil da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Profa. Heloisa Teixeira Firmo  
Coorientador: Gabriel Rocha de Almeida Cunha

Rio de Janeiro  
Fevereiro de 2022

IMPACTOS DA VALORAÇÃO DE CRITÉRIOS AMBIENTAIS NA EXPANSÃO DO  
SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: COMPARATIVO ENTRE CERTIFICADOS DE  
ENERGIA RENOVÁVEL E MERCADO DE CARBONO

Matheus Gonçalves Costa

PROJETO DE GRADUAÇÃO APRESENTADO AO CURSO DE ENGENHARIA CIVIL  
DA ESCOLA POLITÉCNICA, UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO,  
COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS À OBTENÇÃO DO TÍTULO DE  
ENGENHEIRO CIVIL.

Aprovada por:

---

Profª. Heloisa Teixeira Firmo, D.Sc.

---

Gabriel Rocha de Almeida Cunha, D.Sc.

---

Prof. Renan Finamore Gomes da Silva, D. Sc

---

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL  
FEVEREIRO DE 2022

## CIP - Catalogação na Publicação

GG635i      Gonçalves Costa, Matheus  
Impactos da valoração de critérios ambientais na  
expansão do sistema elétrico brasileiro:  
Comparativo entre certificados de energia renovável  
e mercado de carbono / Matheus Gonçalves Costa. --  
Rio de Janeiro, 2022.  
77 f.

Orientadora: Heloisa Teixeira Firmo.  
Coorientador: Gabriel Rocha de Almeida Cunha.  
Trabalho de conclusão de curso (graduação) -  
Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola  
Politécnica, Bacharel em Engenharia Civil, 2022.

1. Planejamento Energético. 2. Mercados de  
Carbono. 3. Certificados de Energia Renovável. 4.  
Reserva Probabilística Dinâmica. 5. Lei 14.120/2021.  
I. Teixeira Firmo, Heloisa, orient. II. de Almeida  
Cunha, Gabriel Rocha, coorient. III. Título.

Elaborado pelo Sistema de Geração Automática da UFRJ com os dados fornecidos  
pelo(a) autor(a), sob a responsabilidade de Miguel Romeu Amorim Neto - CRB-7/6283.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica / UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Civil.

## IMPACTOS DA VALORAÇÃO DE CRITÉRIOS AMBIENTAIS NA EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: COMPARATIVO ENTRE CERTIFICADOS DE ENERGIA RENOVÁVEL E MERCADO DE CARBONO

Matheus Gonçalves Costa

Fevereiro de 2022

Orientador: Heloisa Teixeira Firmo

A transição energética é um tema chave nos dias atuais, tendo sido enfatizada a partir do Acordo de Paris, em 2015. Nesse sentido, diversos países vêm estipulando metas de redução de suas emissões de carbono, as quais impactam diretamente o setor energético. Com o objetivo de valorar explicitamente as emissões de carbono e os benefícios das fontes de energia renovável, a experiência internacional apresenta alguns mecanismos, tais como os sistemas de *Cap-and-Trade* e Certificados de Energia Renovável. Paralelamente, a Lei 14.120/2021 prevê que o setor elétrico brasileiro deverá implementar até 2022 “mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais”. Nesse contexto, este trabalho investiga possíveis impactos da adoção destes instrumentos na Expansão e Operação do Sistema Elétrico Brasileiro. É modelado mecanismo de penalização explícita das emissões no valor de R\$ 100, R\$ 250 e R\$ 500 por tonelada de CO<sub>2</sub>, assim como um mecanismo de certificados de energia renovável. As análises são realizadas por intermédio do modelo de Simulação probabilística da operação SDDP e do modelo para planejamento da expansão OptGen, com horizonte para 2050. Como critério adicional de confiabilidade sistêmica, utiliza-se a Reserva Probabilística Dinâmica, com o objetivo de suportar a maior penetração de fontes renováveis intermitentes. Por fim, conclui-se que uma penalização explícita das emissões induz a uma redução mais eficiente destas. Por outro lado, sua implementação pode enfrentar dificuldades, dados os elevados preços de energia resultantes. Ademais, observa-se que a manutenção forçada de usinas a carvão impacta de maneira significativa as emissões, apesar da adoção de tais mecanismos.

*Palavras-chave:* Planejamento Energético; Mercados de Carbono; Certificados de Energia Renovável; Reserva Probabilística Dinâmica; Lei 14.120/2021.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Civil Engineer.

IMPACTS OF PRECIFICATION OF ENVIRONMENTAL CRITERIA IN THE  
EXPANSION OF THE BRAZILIAN ELECTRIC SYSTEM: COMPARISON BETWEEN  
RENEWABLE ENERGY CERTIFICATES AND THE CARBON MARKET

Matheus Gonçalves Costa

February 2022

Advisor: Heloisa Teixeira Firmo

The energy transition is a key topic nowadays, having been emphasized since the Paris Agreement, in 2015. In this sense, several countries have been stipulating targets for reducing their carbon emissions, which have direct impacts on the energy sector. With the objective of explicitly valuing carbon emissions and the benefits of renewable sources, the international experience presents some mechanisms, such as the Cap-and-Trade and Renewable Energy Certificates. In parallel, Brazilian Federal Law 14,120 / 2021 establishes that the Brazilian electricity sector should implement, by 2022, “mechanisms for the consideration of environmental benefits”. In this context, this work investigates potential impacts of adopting these instruments on the expansion and operation of the Brazilian Electric System. A mechanism that explicitly penalizes emissions in the amount of R\$ 100, R\$ 250 and R\$ 500 per ton of CO<sub>2</sub> is modeled, as well as a mechanism of renewable energy certificates. The analyses are performed using the Probabilistic Simulation model SDDP for system operation and the planning model OptGen for expansion, with a horizon of 2050. As an additional criterion of systemic reliability, the Dynamic Probabilistic Reserve criteria is used, in order to support the greater penetration of intermittent renewable sources. Finally, it is concluded that an explicit CO<sub>2</sub> penalty leads to a more efficient reduction of emissions. On the other hand, its implementation may face difficulties in the public opinion, given the high energy prices. Furthermore, it is observed that forced generation of coal-fired power plants significantly impacts emissions, despite the adoption of such mechanisms.

*Keywords:* Energy Planning; Carbon Markets; Renewable Energy Certificates; Dynamic Probabilistic Reserve; Brazilian Federal Law 14.120/2021.

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>12</b>
1.1	MOTIVAÇÃO .....	12
1.2	OBJETIVOS.....	16
1.3	METODOLOGIA .....	17
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTOS DOS MECANISMOS ESTUDADOS.....</b>	<b>19</b>
2.1	CAP-AND-TRADE .....	20
2.2	CERTIFICADOS DE ENERGIA RENOVÁVEL.....	22
2.3	CONTEXTUALIZAÇÃO DO CASO BRASILEIRO .....	25
2.4	RENOVÁVEIS E A NECESSIDADE DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA.....	26
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO .....</b>	<b>27</b>
3.1	MODELO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO.....	27
3.2	PERFIL DE GERAÇÃO DAS USINAS RENOVÁVEIS .....	31
3.3	RESERVA PROBABILÍSTICA DINÂMICA.....	34
3.4	METAS DE PENETRAÇÃO RENOVÁVEL.....	36
3.5	PRECIFICAÇÃO DO CARBONO .....	38
<b>4</b>	<b>MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....</b>	<b>39</b>
4.1	ESTADO ATUAL DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	39
4.2	REPRESENTAÇÃO E PREMISSAS UTILIZADAS NO ESTUDO .....	40
4.2.1	Representação da demanda .....	41
4.2.2	Candidatos à expansão da geração.....	42
4.2.3	Representação da transmissão.....	44
<b>5</b>	<b>ESTUDO DE CASO.....</b>	<b>45</b>
5.1	ESTUDO DE CASO 1: SEM PREÇO DE CARBONO .....	46
5.2	ESTUDO DE CASO 2: PREÇO DE 100 R\$/TCO <sub>2</sub> .....	49
5.3	ESTUDO DE CASO 3: PREÇO DE 250 R\$/TCO <sub>2</sub> .....	51
5.4	ESTUDO DE CASO 4: PREÇO DE 500 R\$/TCO <sub>2</sub> .....	53
5.5	COMPARATIVO CASOS 1 A 4 .....	55
5.6	ESTUDOS DE CASO 5 E 6: DESCOMISSIONAMENTO DE TÉRMICAS A CARVÃO.....	58
5.7	ESTUDO DE CASO 7: CERTIFICADOS DE ENERGIA LIMPA .....	60
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>66</b>
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>69</b>

<b>ANEXO A – PREMISSAS DE EXPANSÃO .....</b>	<b>74</b>
<b>ANEXO B – RESULTADOS EM TABELAS .....</b>	<b>76</b>

## LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – DESCRIÇÃO DE ESTUDOS DE CASOS REALIZADOS .....	46
TABELA 2 – RESULTADOS DE CUSTOS PARA OS CASOS 1 A 4 (EM BILHÕES DE REAIS) .....	56
TABELA 3 – RESULTADOS DE EMISSÕES PARA OS CASOS 1 A 4.....	57
TABELA 4 – RESULTADOS DE CUSTOS PARA OS CASOS 1 A 6 (EM BILHÕES DE REAIS) .....	58
TABELA 5 – RESULTADOS DE EMISSÕES PARA OS CASOS 1 A 6.....	60
TABELA 6 – RESULTADOS DE CUSTOS PARA OS CASOS 1, 6 E 7 (EM BILHÕES DE REAIS) ....	64
TABELA 7 – RESULTADOS DE EMISSÕES PARA OS CASOS 1 A 7.....	65
TABELA 8 - PREMISSAS FINANCEIRAS PARA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO .....	74
TABELA 9 - PREMISSAS FINANCEIRAS PARA EXPANSÃO DE RENOVÁVEIS E BATERIAS .....	74
TABELA 10 - PREMISSAS OPERATIVAS PARA CANDIDATAS A GÁS NATURAL .....	74
TABELA 11 - PREMISSAS DE POTENCIAL RENOVÁVEL.....	75
TABELA 12 - RESULTADOS DE EXPANSÃO PARA TODOS OS CASOS (EM MW) .....	76
TABELA 13 - RESULTADOS DE CUSTOS PARA TODOS OS CASOS (EM BILHÕES DE REAIS) ....	76
TABELA 14 - RESULTADOS DE GERAÇÃO PARA TODOS OS CASOS (EM % DA GERAÇÃO TOTAL) .....	77
TABELA 15 - RESULTADOS DE CUSTO MARGINAL DE RESERVA (EM R\$/kW.MÊS) .....	77
TABELA 16 - RESULTADOS DE CUSTO MARGINAL DE DEMANDA (EM R\$/MWh) .....	77

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1. EMISSÕES GLOBAIS ANUAIS DE CO <sub>2</sub> .....	13
FIGURA 1.2. ANDAMENTO DE PROPOSTAS DE CARBONO NEUTRO NOS PAÍSES EM RELAÇÃO ÀS SUAS PARTICIPAÇÕES NAS EMISSÕES GLOBAIS.....	14
FIGURA 1.3. REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DA METODOLOGIA UTILIZADA NO ESTUDO....	18
FIGURA 2.1. MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA (JUNHO/2021).....	19
FIGURA 2.2. ESQUEMA RESUMIDO DO FUNCIONAMENTO DO EU ETS.....	20
FIGURA 2.3. PREÇOS DE CARBONO NO EU ETS.....	22
FIGURA 2.4. USINAS CERTIFICADAS NO REC BRAZIL, SEPARADAS POR TECNOLOGIA .....	23
FIGURA 3.1. DESENHO ESQUEMÁTICO DA OTIMIZAÇÃO PARA O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO.....	28
FIGURA 3.2. AGREGAÇÃO DA DEMANDA EM ESTAÇÕES E DIAS TÍPICOS.....	30
FIGURA 3.3. GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E EÓLICA NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL.....	32
FIGURA 3.4. MATRIZ DE GERAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL NOS DIAS 24 E 25/11/2021 .....	32
FIGURA 3.5. INTEGRAÇÃO DE MODELOS PARA PLANEJAMENTO DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO	33
FIGURA 3.6. POSTOS RENOVÁVEIS PARA A REPRESENTAÇÃO DE USINAS SOLARES E EÓLICAS .....	34
FIGURA 3.7. METODOLOGIA DE RESERVA PROBABILÍSTICA DINÂMICA.....	36
FIGURA 3.8. EXEMPLO DE LIMITE DE RESTRIÇÃO DE ENERGIA FIRME DEFINIDA NO MODELO OPTGEN.....	37
FIGURA 3.9. EXEMPLO DE CUSTO DE CARBONO APLICADO NA INTERFACE DO SDDP .....	38
FIGURA 4.1. COMPARATIVO DE CAPACIDADE INSTALADA DO SIN EM 2010 E 2021 .....	39
FIGURA 4.2. REDE DE TRANSMISSÃO BRASILEIRA ATUAL E FUTURA.....	40
FIGURA 4.3. PERFIL DE DEMANDA MÉDIA MENSAL .....	41
FIGURA 4.4. PERFIL DE DEMANDA HORÁRIA PARA JANEIRO E JULHO.....	42
FIGURA 4.5. PERFIL DA DEMANDA REPRESENTADA NO MODELO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO.....	42
FIGURA 4.6. REPRESENTAÇÃO DA REDE DE TRANSMISSÃO CONSIDERADA .....	45
FIGURA 5.1. EXPANSÃO DO CASO 1 .....	46
FIGURA 5.2. MATRIZ DE GERAÇÃO MENSAL PARA O CASO 1 .....	47
FIGURA 5.3. CUSTOS MARGINAIS MENSAIS E ANUAIS DE OPERAÇÃO PARA O CASO 1 .....	48
FIGURA 5.4. CUSTO MARGINAL DE RESERVA PARA O CASO 1 .....	48
FIGURA 5.5. COMPARATIVO DE EXPANSÃO PARA OS CASOS 1 E 2 .....	49

FIGURA 5.6. COMPARATIVO DOS CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO PARA OS CASOS 1 E 2 .....	50
FIGURA 5.7. COMPARATIVO DOS CUSTOS MARGINAIS DE RESERVA PARA OS CASOS 1 E 2 50	
FIGURA 5.8. COMPARATIVO DA MATRIZ DE GERAÇÃO PARA OS CASOS 1 E 2 .....	51
FIGURA 5.9. COMPARATIVO DE EXPANSÃO PARA OS CASOS 1, 2 E 3 .....	51
FIGURA 5.10. COMPARATIVO DOS CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO PARA OS CASOS 1, 2 E 3 .....	52
FIGURA 5.11. COMPARATIVO DOS CUSTOS MARGINAIS DE RESERVA PARA OS CASOS 1, 2 E 3 .....	52
FIGURA 5.12. COMPARATIVO DA MATRIZ DE GERAÇÃO PARA OS CASOS 1, 2 E 3 .....	53
FIGURA 5.13. COMPARATIVO DE EXPANSÃO PARA OS CASOS 1, 2, 3 E 4 .....	54
FIGURA 5.14. COMPARATIVO DOS CUSTOS MARGINAIS DE OPERAÇÃO PARA OS CASOS 1, 2, 3 E 4 .....	54
FIGURA 5.15. COMPARATIVO DOS CUSTOS MARGINAIS DE RESERVA PARA OS CASOS 1, 2, 3 E 4 .....	55
FIGURA 5.16. COMPARATIVO DA MATRIZ DE GERAÇÃO PARA OS CASOS 1, 2, 3 E 4 .....	55
FIGURA 5.17. COMPARATIVO DE CUSTOS TOTAIS PARA OS CASOS 1 A 4 .....	56
FIGURA 5.18. COMPARATIVO DE EMISSÕES NO ANO DE 2050 PARA OS CASOS 1 A 4 .....	57
FIGURA 5.19. COMPARATIVO DE CUSTOS TOTAIS PARA OS CASOS 1, 2, 4, 5 E 6 .....	58
FIGURA 5.20. COMPARATIVO DE EMISSÕES PARA OS CASOS 1 A 6 .....	59
FIGURA 5.21. COMPARATIVO DE EXPANSÃO PARA OS CASOS 1, 6 E 7 .....	61
FIGURA 5.22. CUSTOS MARGINAIS MENSUAIS DE OPERAÇÃO PARA O CASO 7 .....	61
FIGURA 5.23. CUSTOS MARGINAIS ANUAIS DE OPERAÇÃO PARA OS CASOS 1, 6 E 7 .....	62
FIGURA 5.24. CUSTOS MARGINAIS DE RESERVA PARA OS CASOS 1, 6 E 7 .....	62
FIGURA 5.25. COMPARATIVO DA MATRIZ DE GERAÇÃO PARA OS CASOS 1, 6 E 7 .....	63
FIGURA 5.26. COMPARATIVO DE CUSTOS TOTAIS PARA OS CASOS 1, 6 E 7 .....	64
FIGURA 5.27. COMPARATIVO DE EMISSÕES PARA TODOS OS CASOS .....	65

## LISTA DE SÍMBOLOS

### Siglas

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEL	Certificado de Energia Limpa
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
CVU	Custo Variável Unitário
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EU ETS	European Union Emissions Trading System
GSEE	Global Solar Energy Estimator
GHG	Greenhouse gas emissions
MMtCO <sub>2</sub> e	Milhões de toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente
N <sub>2</sub> O	Óxido Nitroso
NDC	Nationally Determined Contributions
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
RPD	Reserva Probabilística Dinâmica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PFC	Perfluorcarbono
REC	Renewable Energy Certificate
SIN	Sistema Interligado Nacional
tCO <sub>2</sub>	Tonelada de dióxido de carbono
tCO <sub>2</sub> e	Tonelada de dióxido de carbono equivalente
TSL	Time Series Lab
TUSD	Tarifa de Utilização de Serviços de Distribuição
TUST	Tarifa de Utilização de Serviços de Transmissão
VWF	Virtual Wind Farm

### Índices

*i* – Térmica

*t* – Ano

## Equações

$ce_{i,t}$  – Coeficiente de emissão da térmica<sub>i</sub>, um fator em p.u. variando de 0 a 1 como forma de representar se a térmica todo o CO<sub>2</sub> relativo à queima do combustível.

$consumo\ específico_{i,t}$  – Consumo específico de combustível pela térmica<sub>i</sub> necessário para gerar 1 MWh, representado em unidade/MWh.

$CUC_t$  – Custo Unitário de Carbono, representado em R\$/tCO<sub>2</sub>.

$fe_{i,t}$  – Fator de emissão do combustível utilizado pela térmica<sub>i</sub>, representado em tCO<sub>2</sub>/unidade.

## 1 INTRODUÇÃO

A partir da segunda metade do século XX, a sociedade global passou a observar um crescente aumento na preocupação com a ameaça da mudança do clima, levando muitos países a iniciarem discussões para o chamado desenvolvimento sustentável. Nesse contexto, pode-se destacar a criação da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima (UNFCCC), estabelecida na conferência Rio 92 com o objetivo de limitar as emissões de gases do efeito estufa (MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2022).

Após a criação da UNFCCC, os países signatários passaram a discutir anualmente as ações a serem empregadas para se limitar os efeitos das mudanças climáticas, reuniões conhecidas como Conferência das Partes, ou COP. A COP 21, realizada em 2015, possui destaque histórico dado que nesta conferência foi possível alcançar pela primeira vez um acordo global para se reduzir os impactos das mudanças climáticas, utilizando critérios explícitos de redução das emissões de carbono, conhecido como Acordo de Paris (UNFCCC, 2022).

A redução de emissões buscada no Acordo de Paris envolve um esforço global e sem precedentes para seu cumprimento. O acordo estabelece a promoção da resiliência à mudança do clima, levando à uma economia baseada em um desenvolvimento de baixo carbono, com fluxos financeiros focalizados para o desenvolvimento sustentável. Nesse contexto, setores abrangentes da economia como energia, transportes, agricultura e indústria são impactados, acarretando profundas modificações na sociedade (CONSELHO EUROPEU, 2022).

Em vista disso, pode-se enfatizar o papel da Engenharia Civil. De acordo com (CONFEA, 1973) esse campo profissional é responsável pelo aproveitamento e utilização de recursos naturais, explorar recursos alternativos e naturais para o desenvolvimento da indústria e planejamento de obras relacionadas à saneamento, infraestrutura civil e urbanismo, setores intimamente ligados ao desenvolvimento sustentável. Assim sendo, o impacto da consideração de benefícios ambientais no setor elétrico, relevante setor de infraestrutura civil, possui elevada importância.

### 1.1 MOTIVAÇÃO

A partir da entrada em vigor do Acordo de Paris em 2016, 55 países (que representam 55% das emissões de gases de efeito estufa) se comprometeram a limitar as emissões desses gases com o objetivo de conter as mudanças climáticas (UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE, 2021). Desde então, 194 países

(além da União Europeia) se tornaram signatários do Acordo de Paris (UNITED NATIONS TREATY COLLECTION, 2021). Esse compromisso surgiu a partir das evidências de que a atividade humana, especialmente a partir da industrialização e consumo crescente de combustíveis fósseis, provocava acréscimos significativos nas emissões de carbono, alterando a composição química da atmosfera. Como impacto, há um acréscimo na quantidade de energia solar retida, e um conseqüente aumento na temperatura média global. (KLEIN, CARAZO, *et al.*, 2017). Na Figura 1.1, é possível notar este significativo aumento nas emissões anuais de carbono, que se intensificaram especialmente a partir do fim da segunda guerra mundial.

Dessa forma, o Acordo de Paris foi estabelecido com o objetivo de limitar o aumento da temperatura global em até 2 °C comparado aos níveis pré-industriais, mas buscando idealmente o limite de aumento de temperatura de 1,5° C. Entre as medidas propostas, encontram-se a eletrificação da economia<sup>1</sup>, o aumento da participação de fontes renováveis na matriz energética e a proteção contra vulnerabilidades climáticas.

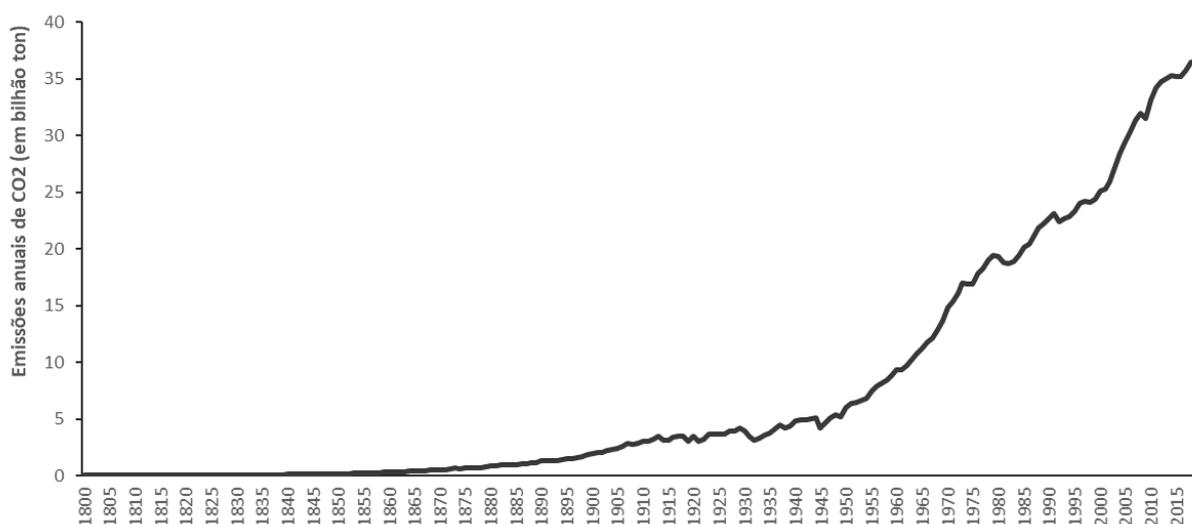


Figura 1.1. Emissões globais anuais de CO<sub>2</sub>  
Elaboração própria adaptado de (FRIEDLINGSTEIN, O'SULLIVAN, *et al.*, 2020, GLOBAL CARBON PROJECT, 2020, OUR WORLD IN DATA, [S.d.]

Uma das conseqüências mais diretas do Acordo de Paris é contribuir para promover a transição energética. A transição energética pode ser definida como o “caminho para a transformação do setor energético global de uma base em combustíveis fósseis para uma economia zero carbono” (IRENA, 2021). Isto corrobora com os anúncios mais recentes de diversos países de se tornarem carbono-neutros até a metade do século. De acordo com o painel “*Net Zero Tracker*”, seis países já possuem compromissos em lei para se tornarem

<sup>1</sup> Eletrificação constitui o processo de aumento da utilização da eletricidade pelo usuário final em residências, indústrias e no setor de transportes, em substituição aos combustíveis utilizados, como os derivados de petróleo.

carbonos neutros até 2050, e outros seis já possuem uma legislação proposta para este fim. (ENERGY & CLIMATE INTELLIGENCE UNIT, 2021). Entretanto, a maior parte das emissões permanece sem objetivos e legislações explícitas para atingir as metas de carbono neutro.

Essa situação pode ser observada na Figura 1.2. No início de 2021, 78% das emissões globais estava estabelecida apenas em documento de política, sem um estabelecimento explícito em lei. Dentre esses países, destacam-se os EUA e a China, maiores emissores globais. Apenas 3,6% das emissões globais estavam submetidas a regras e metas explícitas estabelecidas em leis, como Reino Unido, Suécia e Nova Zelândia.



Figura 1.2. Andamento de propostas de carbono neutro nos países em relação às suas participações nas emissões globais  
Elaboração própria adaptado de (ENERGY & CLIMATE INTELLIGENCE UNIT, 2021)

De forma a atingir um cenário de emissões neutras, podem-se citar algumas práticas que devem ser implementadas conjuntamente. De acordo com o relatório da Agência Internacional de Energia (IEA, 2020), em seu cenário “Net Zero Emissions by 2050”, é necessário diminuir as emissões no setor de energia em 60% entre 2019 e 2030 para que sejam atingidas emissões globais neutras até 2050. Para isso, medidas de eletrificação e eficiência energética são primordiais, em paralelo com elevadas adições de fontes de geração renováveis (tais como solar fotovoltaica e eólica) e descomissionamentos de térmicas, especialmente aquelas a carvão. O mesmo relatório enfatiza que alcançar objetivos de carbono neutro requer um “planejamento cuidadoso e integrado de longo prazo”. Alguns entes governamentais vêm caminhando neste sentido. Pode-se citar o exemplo do Estado da Califórnia, que estipulou o objetivo de que até 2045 toda a eletricidade consumida seja proveniente de fontes renováveis e carbono neutras (CALIFORNIA STATE SENATE, 2018). Outras metas ambiciosas com respeito à geração de eletricidade provenientes de fontes renováveis que podem ser citadas são as dos Estados de Nova York e Washington e dos

países da Nova Zelândia e Reino Unido. (ENERGYSAGE, 2020, MINISTRY OF BUSINESS, 2011, NATIONAL INFRASTRUCTURE COMMISSION, 2020).

De forma mais abrangente, em 2021 a Comissão Europeia divulgou a proposta final da Lei Europeia do Clima. Entre outras medidas, o regulamento prevê que a União Europeia deverá reduzir em 55% as emissões de gases de efeito estufa até 2030, alcançando a neutralidade dessas emissões até 2050. A proposta prevê uma atenção especial para o setor energético, o qual deve ser “sustentável, acessível e seguro, assente num mercado com interno da energia que funcione adequadamente”. Este regulamento irá complementar as atuais normativas do Parlamento Europeu, que haviam introduzido metas de redução de emissões até 2030. (COMISSÃO EUROPEIA, 2020)

Durante a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima de 2020, o Brasil atualizou seus compromissos climáticos do acordo de Paris. Dentre os objetivos do documento, chamado de Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC), foram mantidas as metas anteriores de reduzir as emissões de gases de efeitos estufa (GHG, em inglês) em 37% até 2025 e em 43% até 2030, ambas tendo como referência as emissões de 2005. Ademais, foi acrescentado o objetivo do Brasil se tornar neutro em carbono até 2060. A primeira NDC apresentada pelo Brasil em 2015 continha objetivos específicos para o setor energético, tais como aumentar a participação de fontes renováveis não convencionais na matriz energética (como eólicas, solar fotovoltaica e biomassa) e ganhos de eficiência energética no setor de eletricidade até 2030. Como ponto negativo, a nova NDC apresentada em 2020 não contém quaisquer detalhes sobre os setores energético e elétrico. Embora no Brasil os setores de mudança do uso da terra e o setor agropecuário sejam historicamente os mais significativos quanto à participação nas emissões (Ministério da Ciência Tecnologia e Inovações, 2021), o setor energético (em especial o setor elétrico) representa um papel importante na rota para as emissões neutras, devendo assim ser acompanhada por um plano detalhado para o seu cumprimento.

Ainda no contexto brasileiro, outra significativa mudança diz respeito aos incentivos governamentais específicos para o setor elétrico. Considerando o ganho de competitividade das fontes renováveis não convencionais<sup>2</sup> observadas nos últimos anos, o Governo Brasileiro emitiu a MP 998/2020 (convertida posteriormente na Lei 14.120/2021), que limita o desconto nas tarifas de transmissão (TUST) e distribuição (TUSD) vigentes até então. O desconto nas tarifas de transmissão e distribuição até então vigente constituía na prática um subsídio para a construção dessas usinas renováveis, dado que as usinas construídas sob esse modelo não necessitavam remunerar as empresas de transmissão e distribuição pelo uso da rede tais

---

<sup>2</sup> Ou seja, fontes solares, eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e a biomassa, não incluindo hidrelétricas de grande porte.

como as demais usinas do sistema, e conseqüentemente podiam apresentar custos de geração de energia mais competitivos.

Para as usinas renováveis e de cogeração, a Lei 14.120/2021 estabelece que o desconto será vigente apenas para as usinas que solicitarem outorga até 02/03/2022, com entrada em operação dentro de dois anos a partir da data da outorga. A exceção fica para os empreendimentos hidrelétricos com potência instalada de até 30 MW, que manterão os descontos de 50% por cinco anos, com redução gradual para 25% nos cinco anos subsequentes. A lei também estipula que o Executivo Federal deverá definir até março de 2022 “diretrizes para a implementação, no setor elétrico, de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais, em consonância com mecanismos para a garantia da segurança do suprimento e da competitividade”.

Dado esse contexto, o presente trabalho analisa o impacto na Expansão e Operação do Sistema Elétrico Brasileiro com a adoção de dois mecanismos utilizados internacionalmente, conhecidos como (i) Certificados de Energia Limpa e (ii) Mercado de Carbono. Com respeito ao mecanismo de certificados de energia renovável, é modelado um cenário de contratação obrigatória, assim como critérios para as emissões destes certificados. Com relação ao Mercado de Carbono, será adotado um preço de carbono aplicável para todas as usinas do sistema, como forma de retratar o preço de equilíbrio em um mercado ideal de *Cap-and-Trade*. Serão considerados diferentes preços de carbono, de forma a avaliar os impactos em tais usinas.

## 1.2 OBJETIVOS

Dada a necessidade de cumprir os compromissos realizados no Acordo de Paris e promover uma matriz elétrica sustentável, é fundamental promover a substituição das fontes baseadas em combustíveis fósseis por fontes renováveis objetivando assim o cumprimento da meta do Brasil se tornar carbono neutro. Para isso, é importante a adoção de um mecanismo de mercado transparente e explícito, como forma de considerar os aspectos ambientais na expansão e operação do sistema elétrico brasileiro.

O objetivo principal deste trabalho é investigar possíveis impactos da adoção de instrumentos de mercado para precificação das energias limpas na Expansão e Operação do Sistema Elétrico Brasileiro no que se refere às fontes presentes na expansão e os custos marginais de operação. Ademais, será investigado o impacto desses instrumentos no que se refere à precificação da reserva, responsável por fornecer confiabilidade ao sistema. Por fim, é verificado o impacto da retirada forçada de usinas inflexíveis a carvão, comparando os resultados de custos e emissões totais.

### 1.3 METODOLOGIA

Nesse sentido, serão comparados dois diferentes mecanismos utilizados internacionalmente, a saber, Certificados de Energia Limpa e Mercado de Carbono. Como forma de quantificar estes impactos, serão analisados os custos da expansão, os preços de energia na operação do sistema e as emissões totais de carbono.

Para esta tarefa, será utilizado o modelo de Otimização Estocástica para planejamento da expansão OptGen e o modelo de Simulação probabilística da operação SDDP, com horizonte para 2050. A fim de retratar corretamente a intermitência das fontes renováveis, a representação do sistema para o planejamento da expansão será realizada com discretização horária – com este objetivo, será utilizado o modelo Time Series Lab para a produção de cenários de geração renovável em escala horária, conforme será detalhado neste trabalho no Capítulo 3. Como critério adicional de confiabilidade sistêmica, serão modelados requisitos de Reserva Probabilística Dinâmica, com o objetivo de suportar a maior penetração de fontes renováveis intermitentes. Ambos os modelos, assim como o critério de Reserva Probabilística Dinâmica, serão mais bem detalhados nas próximas seções.

A Figura 1.3 apresenta de forma esquemática a metodologia utilizada no presente trabalho. Em primeiro lugar, são definidas as premissas do sistema no que se refere ao potencial renovável, coeficientes de emissão, características operativas das usinas existentes, custo variável das térmicas e características das usinas candidatas à expansão (entre outras). Estas premissas são integradas ao modelo de planejamento de expansão Optgen, que permite determinar a expansão ótima do sistema. Por fim, a partir do plano de expansão determinado, é realizada a simulação do sistema, permitindo obter os resultados desejados do estudo, tais como preços de energia, geração individualizada de usinas e emissões de carbono. As premissas utilizadas e os modelos serão melhor detalhados no Capítulo 3.

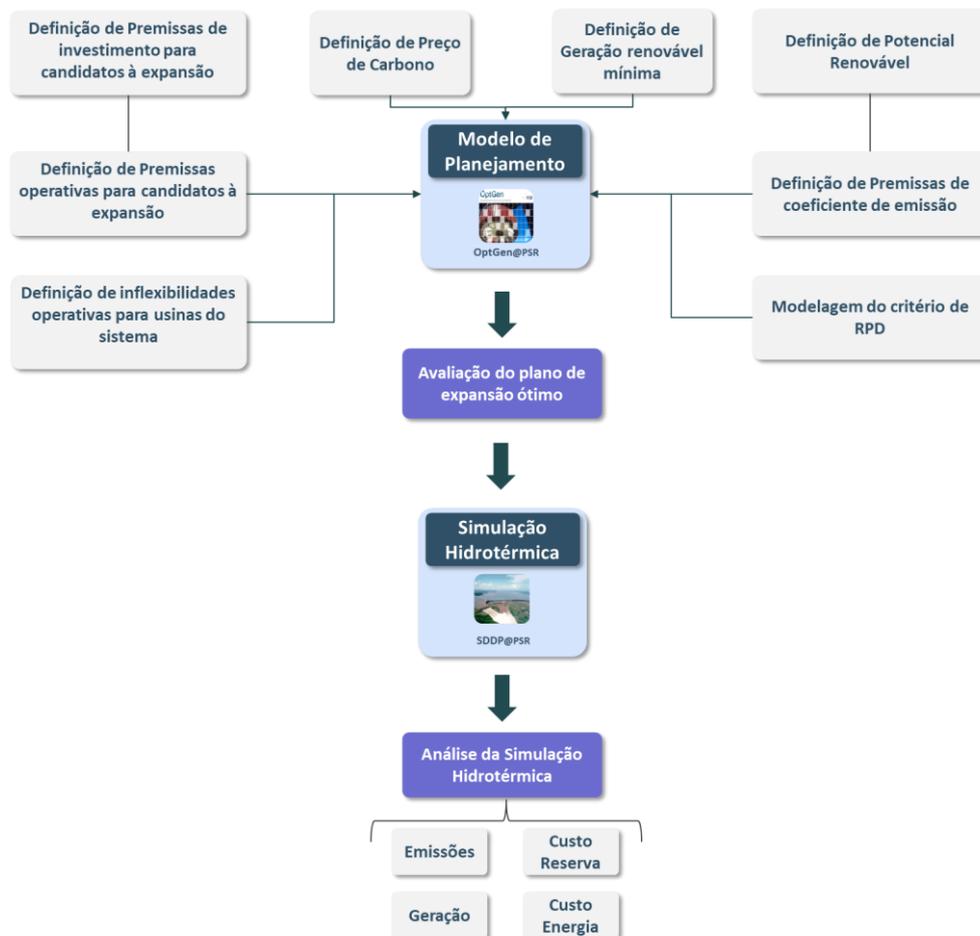


Figura 1.3. Representação esquemática da metodologia utilizada no estudo  
Elaboração própria

O documento está estruturado em seis capítulos. O capítulo 2 realiza uma revisão bibliográfica sobre os Mecanismos Internacionais utilizados para a precificação de carbono, com destaque para o mecanismo de *Cap-and-trade* e de certificados de energia renovável. O capítulo 3 descreve a metodologia utilizada, apresentando os modelos utilizados e como ambos os instrumentos estudados são representados. O capítulo 4 apresenta as premissas utilizadas neste trabalho. O capítulo 5 apresenta os resultados dos sete casos estudados. Por fim, o capítulo 6 apresenta as conclusões do estudo.

## 2 FUNDAMENTOS DOS MECANISMOS ESTUDADOS

Embora a matriz elétrica atual seja considerada altamente renovável, convém mencionar alguns destaques. Historicamente, a matriz brasileira possui predominância hídrica, com a utilização de hidrelétricas com grandes reservatórios. Embora esta participação venha decrescendo com o incremento das fontes eólicas e fotovoltaicas, esta prevalência se mantém, especialmente quanto à garantia física do sistema (mecanismo de garantia de suprimento atualmente vigente no Brasil, conforme será mais bem detalhado na seção 3.1). A matriz elétrica brasileira, tanto em relação à capacidade instalada como por garantia física, pode ser observada na Figura 2.1.

Por outro lado, é importante ressaltar que a transição energética pressupõe sistemas energéticos resilientes quanto às mudanças climáticas. No Brasil, as mudanças climáticas possuem impactos diretos na operação das hidrelétricas, com diminuição das aflúncias e deplecionamento dos reservatórios. Como exemplo mais recente, o período de setembro de 2020 a abril de 2021 foi considerado o mais seco desde que as medições se iniciaram, em 1931. Como resultado, o volume armazenado no subsistema Sudeste, o maior do Sistema Interligado Nacional (SIN), está no menor nível desde 2001, ano do racionamento de energia no Brasil (AMATO, 2021).

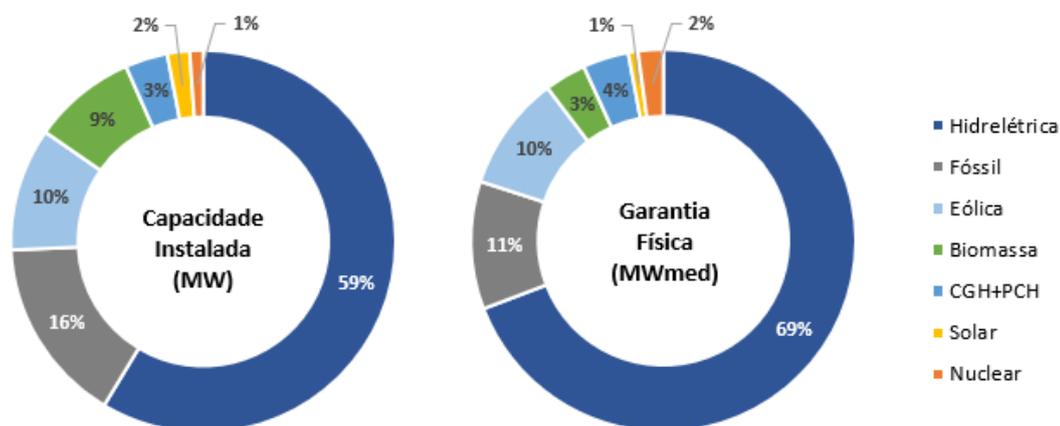


Figura 2.1. Matriz Elétrica Brasileira (junho/2021)  
Elaboração própria adaptado de (ANEEL, 2021b)

Com isso, é necessário propiciar um mecanismo que incentive uma transição energética sustentável, visando uma matriz resiliente e de baixo carbono. Para tal, é fundamental que no planejamento e operação do setor elétrico as restrições socioambientais sejam consideradas, satisfazendo em paralelo os demais requisitos do sistema. Com este propósito, será analisada a experiência internacional quanto à implementação de mecanismos de mercado que considerem explicitamente as características ambientais.

## 2.1 CAP-AND-TRADE

Em um mecanismo de comercializações de emissões, também conhecido como *cap-and-trade* ou Mercado de Carbono, há o livre comércio de permissões de emissões de carbono, extensíveis para os demais gases de efeito estufa. A alocação de emissões é determinada por um ente central, que a partir de uma quantidade de emissões totais para toda a economia (*carbon budget*), fornece estas permissões para os agentes participantes. O processo de alocação inicial de permissões pode se dar gratuitamente, através de leilões centralizados ou de forma híbrida (parte em leilões e parte por alocações gratuitas). Como característica positiva deste mecanismo está a fácil extensão para múltiplos setores da economia, tais como o setor elétrico, industrial e de transportes. Com a possibilidade de comercialização das emissões entre todos os participantes, a redução de emissões se dá através da alternativa de menor custo, determinada exclusivamente via mercado (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

Um exemplo prático da adoção deste mecanismo se deu na Europa. Para garantir a redução de emissões, o Sistema de Comércio de Licenças de Emissões europeu foi implementado em 2003 em toda a União Europeia, através da Diretiva 2003/87/CE do Parlamento Europeu e do Conselho. Por meio deste, os participantes podem comercializar suas licenças de emissões livremente. Dessa forma, os agentes que emitem menos que suas licenças podem comercializar este excedente, de forma a cobrir uma indústria que tenha emitido mais que o permitido. Uma representação deste mecanismo pode ser visualizada na Figura 2.2. O volume total de emissões é definido a cada ano, sendo reduzido gradativamente de forma a cumprir a meta de redução de emissões. O Sistema de Comércio de Emissões da União Europeia (ou EU ETS, conforme a sigla em inglês), é conhecido como o primeiro e maior Mercado de Carbono do mundo, englobando atualmente 45% de todas as emissões do bloco (EUROPEAN COMMISSION, 2016).

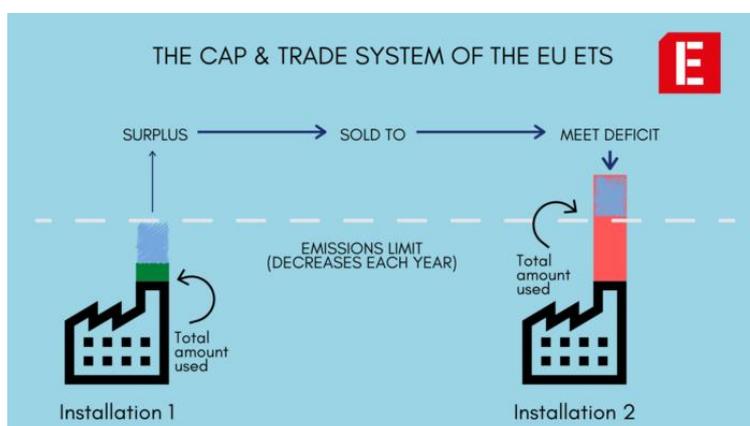


Figura 2.2. Esquema resumido do funcionamento do EU ETS (INVESTIGATE EUROPE, 2020)

O EU ETS foi implementado em quatro fases. Na primeira fase, desenvolvida entre 2005 e 2007, a maior parte das permissões de emissões eram alocadas gratuitamente aos agentes participantes. O critério de alocação não era centralizado, sendo responsabilidade de cada país decidir as regras de alocações entre os agentes. Durante esta fase, a participação era obrigatória para usinas de geração com capacidade instalada maior que 20 MW, assim como indústrias intensivas em emissões, tais como fabricação de aço, ferro, cimento e refinarias de petróleo. Entre 2008 e 2012, introduziu-se a segunda fase, com a inclusão das empresas de aviação com viagens locais entre os países participantes do bloco – além de Islândia, Liechtenstein e Noruega. Nessas primeiras duas fases, foi instituído o mecanismo de leilões de permissões, permitindo que os agentes participantes comprassem permissões de emissão. Na primeira fase, eram permitidos a compra via leilão de até 5% do total de permissões, valor que subiu para 10% na segunda fase (EUROPEAN COMMISSION, 2015).

A terceira fase, iniciada em 2013, se caracterizou por uma ampla reforma na EU ETS, com o incentivo da compra de permissões de emissão via leilões, a redução progressiva no limite de emissões e inclusão de outros gases de efeito estufa, tais como N<sub>2</sub>O e PFC (Óxido Nitroso e Perfluorcarbono, respectivamente). Com respeito às usinas de geração de energia, todas as permissões de emissão deveriam ser adquiridas via leilões a partir de 2013. Algumas exceções foram feitas para países mais pobres e sem interconexão com o sistema de transmissão de eletricidade europeu, mantendo uma quantidade decrescente de permissões gratuitas até 2019. Como contrapartida, tais países deveriam modernizar o setor elétrico e investir na diversificação da matriz energética com a introdução de fontes de geração renováveis (ICAP, 2021).

Em 2020, o preço médio de comercialização das permissões de emissões no mercado secundário foi de EUR 24,76 / tCO<sub>2</sub>e<sup>3</sup>. Desde 2013, o total de emissões decresceu em uma taxa de aproximadamente 1,74%, chegando ao valor de 1.816 MMtCO<sub>2</sub>e em 2020 (ICAP, 2021). Com a recuperação da economia após o choque decorrente da Pandemia do Coronavírus, os preços de carbono alcançaram o seu maior valor da história, alcançado a marca de EUR 44 / tCO<sub>2</sub>e em abril de 2021.

Após essa recuperação da economia, as economias globais passaram a experimentar ao longo do ano de 2021 uma crise energética acentuada, dado o descasamento entre a oferta e demanda devido uma conjunção de fatores (CHRISTOPHER HELMAN, 2021). Nesse contexto, preços de *commodities* como petróleo, gás natural e carvão sofreram aumentos significativos, exacerbados pela diminuição de estoques devido eventos naturais e diminuição da produção global. Essa crise energética também provocou impactos nos

---

<sup>3</sup> Dióxido de carbono equivalente é uma unidade métrica que converte o potencial de aquecimento global de gases que provocam o efeito estufa em termos equivalentes à toneladas de CO<sub>2</sub> (Ministério do Meio Ambiente, 2016).

Mercados de Carbono Globais, que alcançaram repetidos recordes ao longo do ano (FINANCIAL TIMES, 2021). A Figura 2.3 apresenta essa rápida e intensa elevação dos preços no Mercado de Carbono Europeu, ultrapassando o valor de EUR 80 / tCO<sub>2</sub>e em dezembro de 2021.

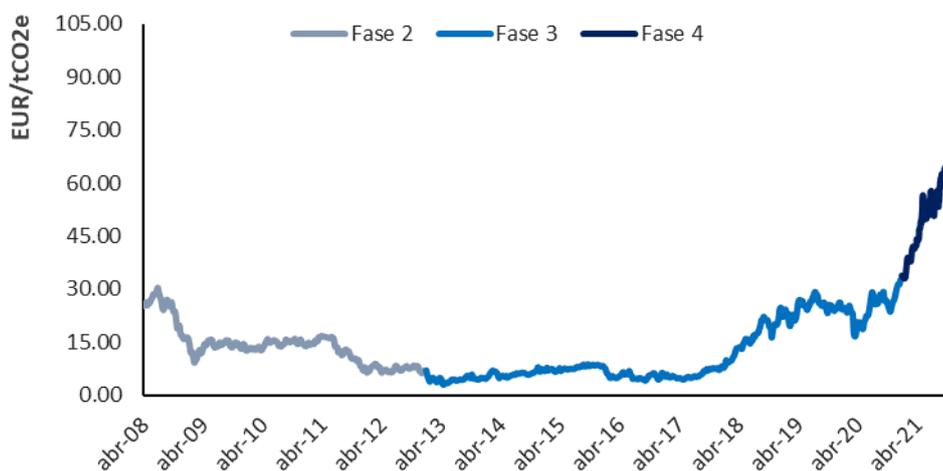


Figura 2.3. Preços de Carbono no EU ETS  
Elaboração própria adaptado de (SANDBAG, 2021)

No ano de 2021, se iniciou a implementação da fase 4, em linha com os objetivos europeus de se atingir a neutralidade em emissões de gases de efeito estufa até 2050, no contexto do chamado *European Green Deal*. Nessa nova fase, o limite de emissões estabelecido para 2021 é de 1.572 MMtCO<sub>2</sub>e, que irá diminuir a uma taxa de 2,2% ao ano. Como medidas implementadas para a fase, se destaca a inclusão das emissões provenientes de viagens internacionais com países fora do bloco europeu, uma meta de reduções anuais de emissões mais agressiva e melhorias no mercado secundário de comercialização, com a reforma da Reserva de Estabilidade de Mercado (*Market Stability Reserve*, em inglês), como forma de prevenir choques de preço (ICAP, 2021).

## 2.2 CERTIFICADOS DE ENERGIA RENOVÁVEL

Os certificados de energia renovável (também conhecidos como certificados de energia limpa ou de energia verde) são geralmente lastreados na produção de energia proveniente de usinas renováveis certificadas, frequentemente utilizando como base do certificado a geração real da usina, em megawatt-hora produzido. O mecanismo de certificado de energia renovável é frequentemente utilizado com o objetivo de incentivar a implementação de fontes de energia renovável na matriz energética, fornecendo uma renda adicional diretamente ao gerador além da venda de energia. A adoção deste mecanismo pode-se dar

tanto de forma voluntária, a partir de empresas que desejam descarbonizar seu consumo energético, ou de forma obrigatória, com a demanda sendo obrigada a comprar uma determinada quantidade de certificados em uma base temporal – por exemplo, ser obrigada a comprar uma quantidade de certificados de energia limpa equivalentes a 20% de sua demanda a cada ano.

Possuindo como principais pontos positivos a fácil implementação e o incentivo às fontes renováveis sem a necessidade de subsídios governamentais, este mecanismo não atua diretamente na redução das emissões de carbono, podendo se tornar incipiente se mal calibrado. Ademais, a depender das regras adotadas, pode-se negativamente gerar uma renda extraordinária e inesperada aos geradores renováveis participantes, situação conhecida como *windfall profits*.

A emissão de certificados de energia renovável é atualmente realizada no Brasil através da iniciativa REC Brazil, fundado pela ABEEólica (Associação Brasileira de Energia Eólica) e ABRAGEL (Associação Brasileira de Energia Lima) e gerenciado pelo Instituto Totum. Neste mecanismo, cada usina de energia certificada pelo programa pode emitir um certificado de energia renovável, denominados como RECs, baseando-se na injeção de 1 MWh no sistema elétrico. A certificação é baseada nos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU, devendo a usina cumprir ao menos cinco destes objetivos (PROGRAMA REC BRAZIL, [S.d.]). A comercialização dos certificados ocorre através de negociação direta entre o participante e o consumidor, com preços e quantidades definidas na negociação. O Brasil hoje possui 152 usinas certificadas, sendo o país com maior número de usinas certificadas em quantidade e em potência instalada do mundo (INSTITUTO TOTUM, 2020). Dentre as usinas certificadas, pode-se visualizar na Figura 2.4 grande participação de usinas eólicas, que representam mais que 60% do total.

Fontes de energia certificadas no I-REC no Brasil  
(2014 – 2020)

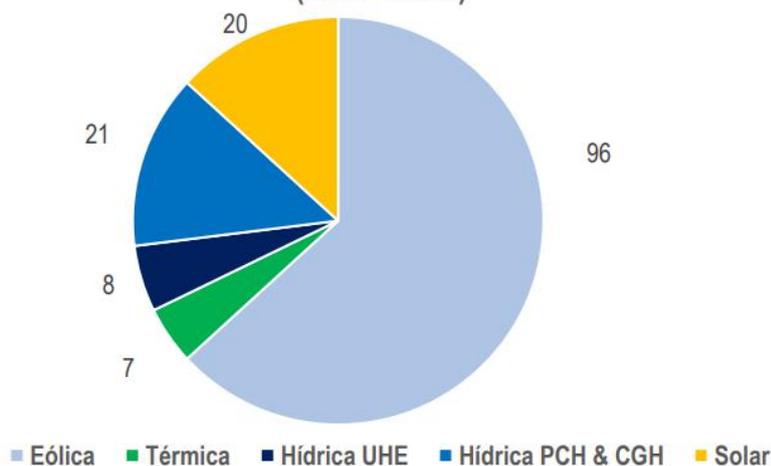


Figura 2.4. Usinas certificadas no REC Brazil, separadas por tecnologia

(INSTITUTO TOTUM, 2020)

Enquanto a experiência do REC Brazil é totalmente voluntária, buscando atender consumidores interessados em certificar que seu consumo é verde e sustentável, outros países possuem mecanismos mandatórios – como é o caso do México. Neste desenho, toda a demanda é obrigada a comprar uma quantidade de Certificados de Energia Limpa (ou CELs) proporcionalmente ao seu consumo, com metas crescentes de compra para os próximos anos. Essas metas são definidas anualmente em horizontes de três anos, e para 2021 o requisito de compra é de 10,9% da demanda total.

A comercialização destes certificados é livre, podendo ocorrer por meio de leilões de longo prazo promovidos pela CRE (*Comisión Reguladora de Energía*, em espanhol), ou por meio de contratos bilaterais, desde que validados pela CRE. As empresas consumidoras devem provar que possuem tais certificados proporcionais à sua demanda até maio do ano subsequente, sendo sujeito a punições em casos de descumprimento. Dado que a energia e os certificados de energia limpa são comercializados separadamente, a comercialização de CELs não impacta diretamente o preço de energia, diminuindo a possibilidade de choques de preço simultâneos. O marco regulatório inicial do desenho de mercado mexicano também previa a implementação de um mercado *spot* para a comercialização dos certificados de energia limpa, adicionalmente às negociações em balcão. Entretanto, tal mercado ainda não foi regulamentado, dada a nova política energética do país após as eleições de 2018 (COFECE, 2021).

Em síntese, um mecanismo de certificados de energia renovável tem como objetivo valorar um atributo fornecido por determinadas usinas – enquanto na precificação de carbono busca-se precificar as emissões de carbono, os certificados de energia renovável buscam valorar o benefício ambiental proveniente de uma geração de baixo de carbono, como a proveniente de usinas renováveis. Assim, na prática o mecanismo funciona como um “bônus” aplicado ao preço de energia, remunerando toda energia injetada na rede. Como resultado, o gerador renovável terá direito à dois diferentes produtos: o produto “energia” (indiferenciado entre qualquer tecnologia geradora) e o produto “certificados verdes” (que representa o valor adicional das tecnologias limpas).

Da mesma forma que no caso da precificação de carbono, um mecanismo de certificados de energia renovável pode ser baseado em preços pré-fixados pelas autoridades do setor de energia (analogamente a um imposto sobre o carbono) ou baseado na comercialização livre de certificados para identificar o preço de equilíbrio via mercado. Nesta segunda modalidade, utilizada no caso Mexicano, o Estado fixa uma quantidade alvo, representando uma meta de participação de energias limpas no sistema, e o preço será determinado exclusivamente via mercado. Assim sendo, caso exista uma quantidade

confortável de geração limpa no sistema, o preço do certificado tenderá a cair, mas ele tende a subir caso a geração renovável seja insuficiente para alcançar as metas estabelecidas.

### 2.3 CONTEXTUALIZAÇÃO DO CASO BRASILEIRO

Embora atualmente não exista uma política transparente e explícita para o país alcançar emissões neutras de carbono, o Brasil possui alguns programas governamentais com o objetivo de fomentar o incremento da participação de fontes renováveis na matriz energética.

O programa RenovaBio, criado em 2017 através da Lei 13.576, busca estimular o aumento da participação dos biocombustíveis (tais como etanol, biodiesel e biogás) na matriz energética brasileira. Criado para cumprir com os até então termos da NDC brasileira para o Acordo de Paris, o programa iniciou-se oficialmente em 2020, e consiste em uma meta de compra compulsória de certificados pelas distribuidoras de combustíveis, chamados CBIOs. Estes certificados são emitidos por produtores e importadores de biocombustíveis, e cada certificado equivale a uma tonelada de emissão de carbono que foi evitada, sendo avaliado e certificado pela ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis).

A quantidade de certificados que cada distribuidora deve comprar é determinada pela ANP, sendo proporcional à participação de mercado de cada uma. O preço do certificado é determinado via mercado, consistindo exclusivamente da interação entre compradores e vendedores. Apesar das dificuldades inerentes à implementação de um novo mecanismo, o RenovaBio foi considerado um sucesso – em seu primeiro ano de vigência, foram comercializados cerca de 14,5 milhões de CBios, equivalente à 98% da meta para 2020, com um volume financeiro total de 650 milhões de reais (Ministério de Minas e Energia, 2021). Este mecanismo se assemelha aos Certificados de Energia Renovável, utilizados pelo México. Neste mercado, é estipulada uma quantidade mínima que os consumidores de energia deverão contratar de certificados (chamados de Certificados de Energía Limpia), como forma de incentivar as fontes renováveis (MÉXICO, 2015).

Com respeito às fontes de geração elétrica renováveis não convencionais, o mecanismo atualmente vigente no Brasil consiste em fornecer descontos nas tarifas de transmissão e distribuição para essas fontes, estendido esse desconto também para seus compradores. Estipulado a partir de 1998 na Lei 9.427/1996, esse mecanismo é aplicável apenas para os chamados “Geradores Incentivados”, sendo referentes às usinas eólicas, solares, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). A contratação dessas fontes pode ser realizada pelos consumidores do mercado livre de energia (ACL), classificados como os consumidores que possuem demanda mínima de 0,5 MW até a demanda máxima de 1,5 MW. Dessa forma, se estimulava a inserção das fontes renováveis através de subsídios

governamentais, os quais eram acessados especialmente pelos consumidores com maior demanda, e conseqüentemente, maior faixa aquisitiva. Devido a diminuição do custo nivelado de energia<sup>4</sup> (*LCOE*, em inglês) dessas fontes observado nos últimos anos e conseqüente aumento na participação na matriz elétrica, a Lei 14.120/2021 estabelece uma eliminação gradual destes incentivos.

## 2.4 RENOVÁVEIS E A NECESSIDADE DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA

Embora uma transição energética sustentável pressuponha uma maior geração de energia limpa, um importante aspecto que deve ser considerado é com respeito aos produtos fornecidos por cada fonte. Em um sistema com elevada penetração de fontes renováveis intermitentes, há a necessidade de dois diferentes produtos: energia e flexibilidade. Enquanto energia é o produto de atender uma demanda energética, flexibilidade é a capacidade de usinas ajustarem sua produção conforme a necessidade instantânea do sistema, de forma a atender a essa demanda instantânea. Devido seus custos competitivos, as fontes eólicas e solares são as que mais crescem em participação, situação essa que deve permanecer nos anos futuros. Entretanto, essas fontes possuem a característica de fornecerem unicamente o produto energia, sem fornecer outros atributos necessários ao sistema, tais como flexibilidade. Com isso, em paralelo ao crescimento das fontes eólicas e solar fotovoltaica na matriz elétrica, há um aumento na demanda por flexibilidade (IRENA, 2018).

O requisito de flexibilidade do sistema elétrico brasileiro hoje é atendido por meio das hidrelétricas com reservatório, que além de sofrerem os impactos negativos das mudanças climáticas, encontram resistência na construção de novas usinas devido às restrições ambientais nas localidades com potencial remanescente, concentrado na Região Amazônica (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). Dessa forma, novas tecnologias passam a ser necessárias para que a necessidade de flexibilidade seja atendida, visando possibilitar uma maior penetração de fontes renováveis. Em paralelo, é crucial que o mecanismo de flexibilidade seja bem calibrado, indicando de forma transparente as reais necessidades do sistema, assim como o valor a ser pago por tal serviço.

Tradicionalmente, mecanismos de cap-and-trade e de certificados de energia limpa tendem a manter um foco primordialmente na matriz de geração, incentivando que geradores mais eficientes (ou exclusivamente energias renováveis) se instalem no sistema. Dessa forma, torna-se necessário para o planejamento de longo prazo a consideração em paralelo

---

<sup>4</sup> O custo nivelado de energia é uma medida que permite avaliar a competitividade entre as fontes. Ela representa o custo necessário para produzir uma unidade de energia, considerando todo o seu ciclo de vida (construção, operação e descomissionamento) (GUIMARÃES, 2019).

de um mecanismo de flexibilidade. Para este fim, o critério de Reserva Probabilística Dinâmica é utilizado, o qual será detalhado na seção 3.3.

### **3 METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO**

O processo de planejamento da expansão da geração tem como objetivo fundamental a escolha de um mix de tecnologias (e às vezes projetos específicos) para o atendimento a uma demanda pré-determinada sob critérios definidos pelo planejador, tais como restrições de segurança, políticas energéticas e requisitos ambientais. Os parâmetros financeiros também têm importância crucial na representação do problema, tais como custos de investimentos em novos ativos de geração e transmissão e custos de combustíveis para a operação das usinas.

Dada a complexidade inerente a um planejamento de grande porte no caso brasileiro (que possui 218 hidrelétricas distribuídas em 87 sub-bacias, além de mais de 10.000 outras usinas distribuídas entre renováveis, térmicas e geração distribuída), é necessário levar em consideração o *tradeoff* entre o nível de detalhe da representação e o esforço computacional. Uma abordagem convencional é realizar um planejamento em níveis: inicialmente, se realiza o planejamento da expansão da geração considerando uma rede de transmissão simplificada (conectando grandes regiões agregadas), e em seguida realiza-se a expansão de transmissão detalhada (PEREZ, BINATO, *et al.*, 2019). Embora exista também a possibilidade de se realizar a otimização integrada da geração com a transmissão detalhada, representando assim restrições locais para o escoamento de energia (FERREIRA, CARVALHO, *et al.*, 2011), as metodologias para planejamento hierárquico já são bastante consolidadas e amplamente utilizadas no planejamento energético, no Brasil e no exterior. Esta será a abordagem utilizada neste trabalho, com a representação de 10 diferentes nós e inseridos nos submercados atualmente vigentes, a saber: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. A representação da transmissão é apresentada em detalhes na seção 4.2.3.

#### **3.1 MODELO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO**

O planejamento da expansão de longo prazo da geração e transmissão realizada neste trabalho emprega o modelo OPTGEN, modelo que vem sendo aplicado em múltiplas regiões para estudos de planejamento elétrico (MORAIS, W S, PEREZ, *et al.*, 2019, PEREZ, BINATO, *et al.*, 2019, PINANEZ, JOSE, 2017, RESENDE, V D ARANHA, *et al.*, 2021, THOME, PEREZ, *et al.*, 2019). O modelo utiliza programação linear inteira mista com o objetivo de determinar o cronograma de investimentos de menor custo para a construção de novas usinas de

produção de energia elétrica ou gás natural e novos circuitos para a rede de transmissão, calculando o *tradeoff* entre os custos de investimento para construção de novos empreendimentos e o valor esperado dos custos da operação do sistema.

O problema de otimização é resolvido por meio de uma abordagem em duas etapas. No primeiro estágio, é resolvido o subproblema de investimento, formulado como um problema de programação inteira mista (MIP) em que o objetivo é propor alternativas para o plano de expansão da geração. No problema de segundo estágio é resolvido o subproblema da operação, que permite avaliar o desempenho das alternativas de expansão propostas na primeira etapa e produzir os resultados que serão utilizados no subproblema da primeira etapa da iteração seguinte para melhorar a solução de expansão.

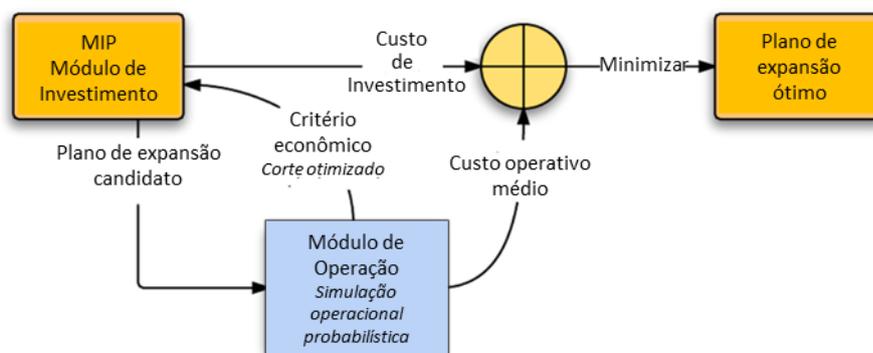


Figura 3.1. Desenho esquemático da otimização para o planejamento da expansão (PSR, 2021a)

Dessa forma, a partir da elaboração de projetos candidatos por tecnologia, o objetivo é minimizar a soma dos investimentos e dos custos operacionais para atender a demanda de energia elétrica, respeitando as limitações impostas. Com relação aos dados financeiros dos projetos candidatos, há a possibilidade de determinar diferentes cronogramas de investimentos e de esquemas de financiamento, com a definição do número de parcelas, vida útil (de projeto e financeira), custos de investimento, custos de operação e manutenção anuais e tempo de construção.

Ademais, é possível determinar quando e de que forma o projeto deve ser considerado, ou seja, se o projeto possuirá uma data mínima/máxima para sua entrada, se haverá uma entrada escalonada de unidades, se o projeto irá substituir um ativo existente ou se deve entrar em conjunto com outros projetos, etc. Dessa forma, é possível representar da forma mais próxima possível as reais condições de mercado a serem consideradas para a construção dos projetos pela ótica dos investidores.

Para a simulação da operação do sistema, com o objetivo de determinar o valor esperado dos custos de operação, o Optgen possui integrada uma ferramenta de simulação de despacho que representa as particularidades da produção de todas as plantas do sistema,

como restrições de *commitment* térmico (tais como geração mínima, custo de partida, taxas de rampa de subida e descida de geração), detalhes da operação das usinas hidrelétricas de forma individualizada (como balanço hídrico, vazão ecológica, limites de armazenamento, volumes de segurança, entre outros), inflexibilidade contratual, disponibilidade de combustível, além de outros aspectos.

Um fator primordial que deve ser considerado na simulação da operação de um sistema elétrico diz respeito às incertezas que algumas variáveis apresentam. Tais fontes de incertezas podem impactar severamente a operação, podendo inclusive impossibilitar o atendimento à demanda se mal dimensionadas. Entre tais, pode-se citar a representação da estocasticidade<sup>5</sup> das vazões das centrais hidrelétricas, fator que possui grande importância na operação do sistema elétrico brasileiro dado a predominância dessa fonte na matriz elétrica. Além disso, com o aumento da penetração das renováveis no Brasil, a representação das incertezas quanto à geração de tais fontes (notavelmente eólica e solar), é primordial para uma análise assertiva quanto ao futuro do sistema elétrico.

Com respeito a esses critérios, a metodologia de expansão da geração permite representar de forma detalhada a operação de um sistema sob incertezas, a partir da representação estocástica das vazões das usinas hidrelétricas e da geração das fontes renováveis não convencionais, com a possibilidade de geração de cenários sintéticos.

Por outro lado, em um planejamento de longo prazo que envolve a co-otimização da expansão e operação do sistema (ou seja, a otimização integrada da expansão e operação), um importante aspecto que deve se levar em consideração diz respeito ao tamanho do problema computacional. Nesse contexto, é criado um *tradeoff* entre representações mais detalhadas do problema e um elevado custo computacional, que pode resultar em tempos excessivos para otimização ou até mesmo sua inviabilidade. Esta característica ganha maior importância quando se considera uma granularidade horária, como o retratado neste trabalho.

Para a redução do problema computacional, porém mantendo a representação horária necessária para a correta avaliação do problema, é utilizada uma estratégia de representação de dias típicos de estações, como demonstrado na Figura 3.2. Essa estratégia consiste em agrupar os meses do ano em estações, onde cada estação será representada por dias típicos – cada um contendo 24 valores representando cada hora do dia.

---

<sup>5</sup> Estocasticidade refere-se a uma imprevisibilidade de uma determinada variável, dada sua natureza aleatória.

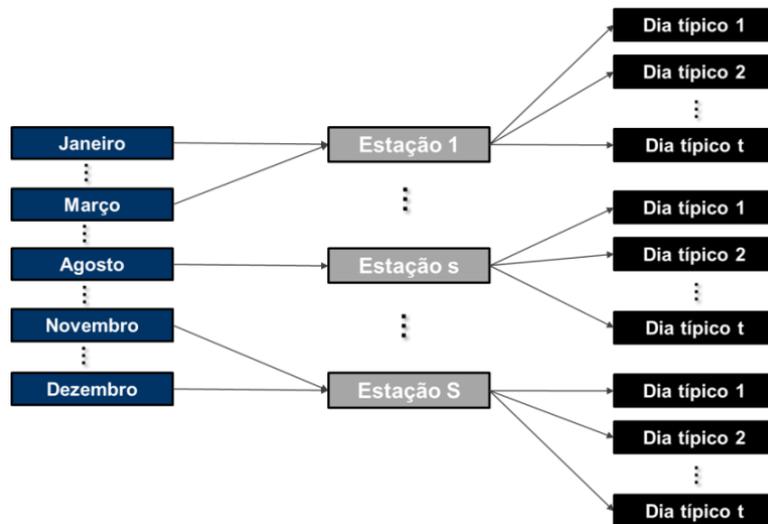


Figura 3.2. Agregação da demanda em estações e dias típicos (PSR, 2021a)

Outra restrição que deve ser considerada durante o planejamento da expansão, especialmente nos dias atuais dado às crescentes restrições ambientais, diz respeito a possíveis políticas de desenvolvimento verde, como incentivo diretos à produção renovável ou a restrição às emissões de gases de efeito estufa. Ainda no âmbito ambiental, pode-se citar a crescente preocupação com o uso da água, que em momentos de escassez pode gerar conflitos entre múltiplos setores para seu uso – tal como a disputa pela utilização da água para geração de energia, produção de alimentos e consumo humano (INSTITUTO ESCOLHAS, 2019). Ademais, pode-se citar também as crescentes restrições para a operação de hidrelétricas e de seus reservatórios, a fim de acomodar usos como turismo e navegação (SIQUEIRA, 2021).

Por fim, um importante aspecto que se deve destacar durante o planejamento da expansão de longo prazo diz respeito à necessidade de respeitar as obrigações regulatórias que impactam o sistema elétrico. Como exemplo, em muitos países há a existência de um mecanismo de garantia do suprimento – usualmente conhecido como produto capacidade, produto lastro, ou produto confiabilidade. Este mecanismo tem como objetivo garantir que o sistema possua a longo prazo as características necessárias para o atendimento à demanda, fornecendo um incentivo adicional para que geradores se instalem. Usualmente, um mecanismo de garantia do suprimento envolve um pagamento ao gerador (valoração do lastro), garantindo uma fonte de renda adicional à receita proveniente da venda de energia.

No Brasil, o mecanismo de garantia do suprimento não envolve uma valoração explícita do lastro, ou seja, um pagamento adicional ao gerador que confira ao sistema características desejadas para atender os critérios de confiabilidade e segurança. Em vez disso, existe um mecanismo vigente que baseia-se na obrigação de consumo lastreado por contratos, onde toda a carga deverá estar resguardada por contratos físicos de energia (ou

seja, que possuem o produto de confiabilidade embutidos). Os Geradores possuem um máximo de energia que podem comercializar, quantidade esta determinada centralmente pelo Governo. Esta quantidade máxima é conhecida como Garantia Física, que representa a quantidade em MW médios que a usina pode gerar de acordo com os critérios de segurança definidos pelo Governo. Essa filosofia - todo consumo respaldado em contratos, todo contrato respaldado em garantia física – busca assim garantir a confiabilidade do sistema considerando sua histórica característica baseada em grandes hidrelétricas com reservatórios, que por serem expostas ao risco hidrológico, só poderiam “garantir” certa quantidade de energia em anos mais secos.

Todas essas restrições, as quais podem impactar de forma profunda o paradigma do setor elétrico, podem ser facilmente incorporadas aos estudos de expansão pelos modelos aqui considerados. Entretanto, vale destacar que neste trabalho não será considerado o critério de garantia física para a expansão do sistema.

### 3.2 PERFIL DE GERAÇÃO DAS USINAS RENOVÁVEIS

No caso em especial da geração renovável, a produção de cenários sintéticos em resolução horária é primordial para a correta avaliação dessas fontes, possibilitando a correta avaliação de sua intermitência. Com o aumento de participação dessas fontes na matriz de geração elétrica, é notado um aumento da complexidade na operação do sistema, dada a pouca previsibilidade do recurso renovável, variações bruscas na geração e picos de geração em momentos concentrados do dia.

Como exemplo, são apresentados abaixo os dados de geração dos dias 24 e 25 de novembro de 2021. De acordo com informações disponibilizadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), estes dias apresentaram recordes de geração fotovoltaica no Sistema Interligado Nacional (SIN), alcançando a marca de 3.421 MW médios às 12:00 do dia 24/11. É possível observar na Figura 3.3 a notável rampa de subida da geração fotovoltaica que ocorre especialmente entre as 05:00h e 09:00h, seguida posteriormente de uma diminuição brusca da geração a partir das 15:00h.

Com respeito à fonte eólica, merece destaque o significativo desvio em relação ao comportamento habitual dessa fonte. Embora a fonte frequentemente possua uma maior geração durante a noite, as usinas eólicas observaram uma acentuada queda durante as primeiras horas do dia 24/11, com um posterior acentuado aumento de geração de 4,3 GW até 10,6 GW às 21:00 do dia 25/11, quando se tornou responsável por 13% da geração.

Este comportamento de ambas as fontes aqui representado, com elevadas taxas de rampa de geração e desvios em relação ao seu comportamento histórico, ilustra o impacto que tais fontes podem proporcionar ao sistema se não consideradas corretamente.

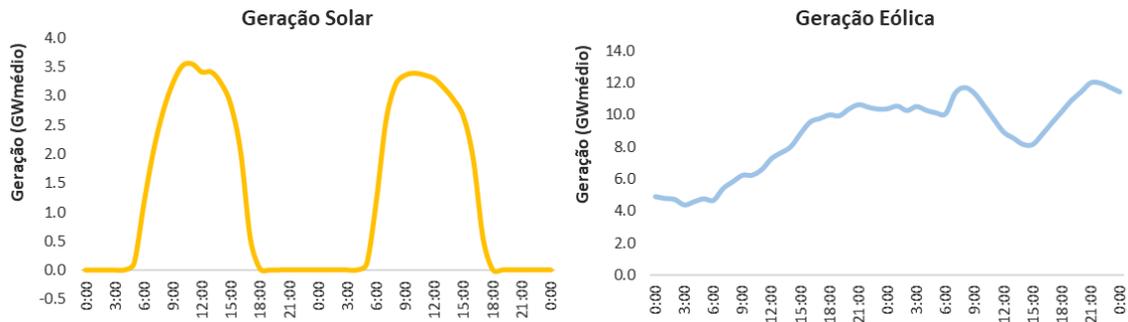


Figura 3.3. Geração fotovoltaica e eólica no sistema interligado nacional (ONS, 2021a)

No Brasil, a principal fonte utilizada para suportar a variação de geração das renováveis é a fonte hidrelétrica. Dadas as características intrínsecas a essa fonte, as hidrelétricas conseguem rapidamente alterar sua geração, possibilitando que variações bruscas e taxas de rampa elevadas aconteçam sem prejudicar a qualidade da geração e a segurança do SIN. Essa característica pode ser bem observada na Figura 3.4.

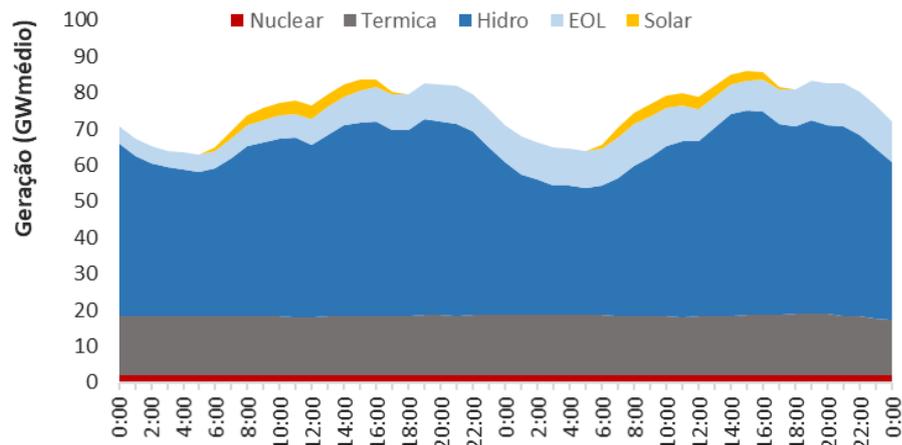


Figura 3.4. Matriz de geração do sistema interligado nacional nos dias 24 e 25/11/2021 (ONS, 2021a)

Esse comportamento, que deve ser intensificado conforme novas usinas renováveis são conectadas ao sistema, enfatizam a necessidade de uma representação da geração com granularidade horária, a fim de incorporar corretamente nos modelos de expansão e simulação o comportamento real dessas fontes. Ademais, as fortes flutuações da geração em relação ao seu comportamento médio (como observado anteriormente com a fonte eólica), exemplifica a importância de uma representação estocástica da geração renovável, ou seja, a consideração de múltiplos cenários de geração. Dessa forma, um planejamento da expansão de longo prazo da geração deve englobar uma modelagem detalhada dos recursos

renováveis, permitindo a otimização integrada da expansão e da operação do sistema. Este esquema, utilizado neste trabalho, pode ser observado na Figura 3.5.

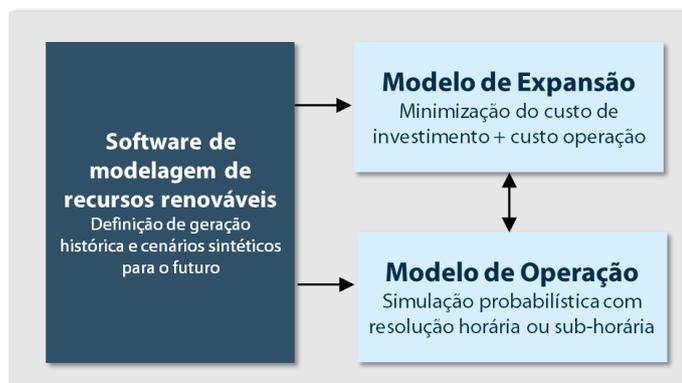


Figura 3.5. Integração de modelos para planejamento de expansão da geração  
Elaboração própria.

Neste presente trabalho, essa situação é endereçada pela utilização do modelo Time Series Lab (TSL), desenvolvido pela PSR. O modelo TSL permite a elaboração de cenários de geração para as fontes solar e eólica tendo como base registros históricos de longo prazo de velocidade do vento e irradiação solar, como por exemplo as bases de dados MERRA-2 y ECMWF / ERA-5 (PSR, 2021b). Sendo assim, a partir da localização geográfica da usina e suas características técnicas (tipo de turbina utilizada/painel e capacidade instalada, por exemplo) é possível produzir cenários sintéticos de geração renovável de forma integrada aos demais modelos.

Utilizando por exemplo a base de dados MERRA-2, que possui informações com granularidade horária desde 1980, é possível a geração de cenários sintéticos estocásticos para as fontes solar e eólica. Para o caso de fontes solares, o TSL utiliza o modelo GSEE (*Global Solar Energy Estimator*) (PFENNINGER, STAFFELL, 2016) para converter os dados de irradiação em energia, enquanto que para usinas eólicas é utilizado o modelo VWF (*Virtual Wind Farm*) (STAFFELL, PFENNINGER, 2016) para converter os dados de velocidade de vento em energia.

O principal resultado do modelo TSL é um conjunto de cenários probabilísticos correlacionados – isto é, respeitando as correlações temporais e espaciais dos dados de afluições hidrelétricas, recurso eólico, e recurso solar. Por fim, é possível realizar uma calibração adicional dos cenários sintéticos produzidos pelo modelo TSL utilizando os dados de usinas renováveis que já se encontram em operação como uma fonte de informação diferente dos dados de recurso primário utilizados na etapa anterior.

A Figura 3.6 apresenta alguns postos renováveis utilizados para a representação de usinas renováveis existentes e os projetos candidatos para a expansão, os quais foram colocados nos locais de maior potencial renovável, de acordo com as informações

disponibilizadas de irradiação solar para usinas fotovoltaicas e velocidade de vento para as usinas eólicas. As tecnologias são representadas de amarelo, no caso das usinas fotovoltaicas, e de azul no caso das usinas eólicas.

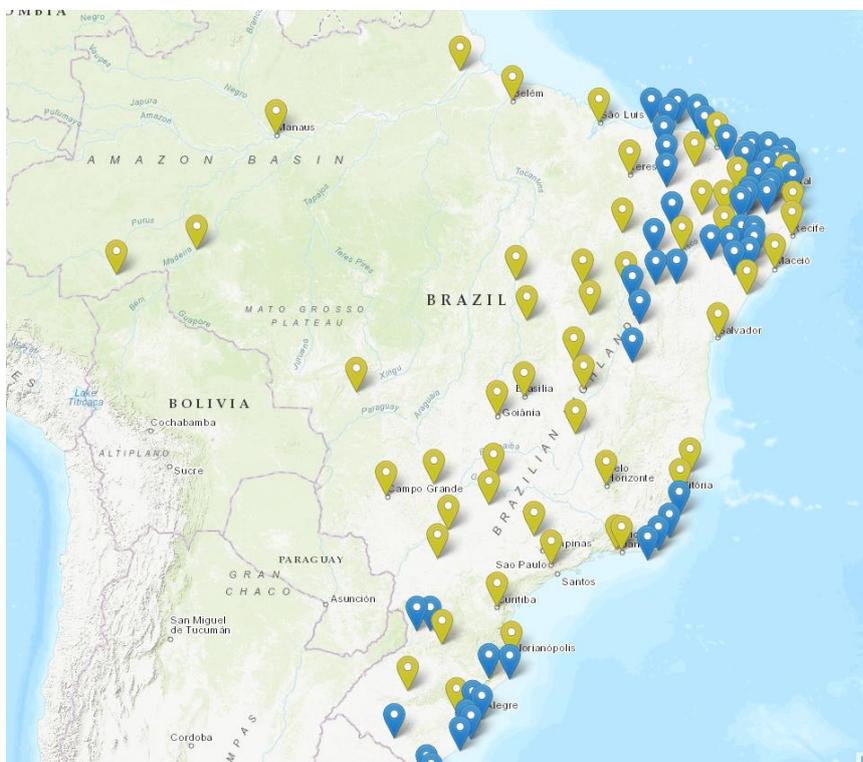


Figura 3.6. Postos renováveis para a representação de usinas solares e eólicas  
Elaboração própria baseado em dados do TSL.

### 3.3 RESERVA PROBABILÍSTICA DINÂMICA

O aumento da participação das energias renováveis na matriz elétrica tem como principais benefícios conhecidos o menor custo operativo e a diminuição das emissões associadas ao setor elétrico, devido à substituição da queima de combustíveis fósseis por fontes que não emitem GEE. Entretanto, à medida que usinas renováveis não despacháveis adentram no sistema, há um subsequente aumento da complexidade da operação do SIN devido a pouca previsibilidade e elevada intermitência dessas fontes, como já apresentado na seção 3.2.

Como forma de mitigar esses efeitos, mantendo os critérios de segurança e confiabilidade do sistema elétrico, torna-se essencial que a matriz de geração seja munida de flexibilidade – ou seja, a capacidade de uma fonte alterar rapidamente sua geração conforme seja solicitado. De acordo com (IRENA, 2021), a flexibilidade nos sistemas elétricos, em conjunto com uma rede de transmissão mais robusta e métodos de armazenamento de energia, são essenciais para uma transição energética bem-sucedida.

Embora a flexibilidade seja algo inerente ao planejamento de sistemas elétricos, no antigo paradigma de planejamento (onde a expansão era guiada quase exclusivamente por hidrelétricas com armazenamento e termoeletricas) esta característica era desenhada exclusivamente para atender incertezas quanto à demanda real, perdas e eventuais indisponibilidades de usinas e linhas de transmissão (IRENA, 2018). No Brasil, essa característica foi historicamente atendida pelas hidrelétricas com reservatórios, constituindo assim o serviço de reserva operativa.

A partir da inserção das fontes renováveis não convencionais no sistema, em especial as fontes eólica e fotovoltaica, a variabilidade inerente a essas tecnologias demandou uma maior necessidade por reserva a fim de se manterem os critérios de segurança do sistema. Ademais, essas fontes alteram o paradigma de quantificação da necessidade por reserva, dada a maior complexidade dessas tecnologias. Enquanto no *status quo* anterior a reserva era mensurada fundamentalmente como uma porcentagem da demanda projetada (dado sua característica mais previsível e inelástica), as características próprias da geração das renováveis não convencionais produzem maiores complexidades ao planejamento. Como exemplo, devido os efeitos de cobertura de nuvens sobre os painéis, há uma intensa variação na produção fotovoltaica, levando a necessidade de uma reserva minuto a minuto.

Em (TOLMASQUIM, 2017) são citadas algumas alternativas para se manter o equilíbrio do sistema minimizando a alocação de reserva necessária, onde destacam-se o (i) o gerenciamento dinâmico da reserva, com uma quantificação da necessidade de reserva considerando a previsão de geração variável e suas incertezas e (ii) o intercâmbio de reserva entre diferentes subsistemas, realizado pelo compartilhamento de recursos entre diferentes regiões.

Como metodologia de quantificação da reserva, este trabalho utilizará como critério a Reserva Probabilística Dinâmica (RPD). Essa metodologia tem como princípio fundamental a estimação da reserva tendo como base a intermitência da geração renovável, utilizando para isso múltiplos cenários de geração em discretização horária. O critério de RPD envolve cinco passos:

- (i) Determinação de um cenário médio para cada hora, determinado a partir da média dos cenários de geração renovável considerados;
- (ii) Cálculo do erro de previsão da geração renovável, determinado como a diferença entre a geração de cada cenário e a geração média;
- (iii) Cálculo da variação do erro de previsão entre horas consecutivas do mesmo cenário;
- (iv) Determinação da distribuição de probabilidades do erro de previsão para cada hora do dia de cada dia típico, tomando como base os  $n$  cenários considerados na otimização estocástica do planejamento da expansão;

- (v) Determinação do montante de reserva necessário tomado como um percentil da distribuição de probabilidades, determinado a partir do critério de planejamento do Operador considerando sua aversão ao risco (MORAIS, W S, PEREZ, *et al.*, 2019).

A formulação do problema pode ser vista em detalhes em (MORAIS, W, 2018), e sua representação esquemática é apresentada na Figura 3.7.

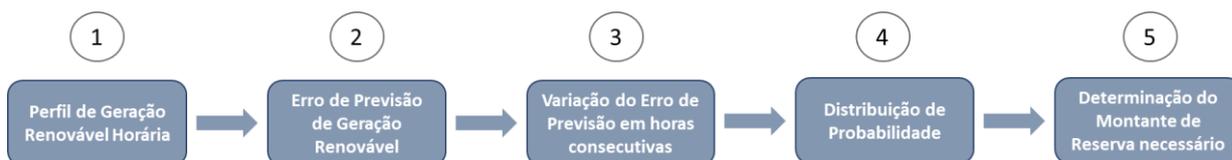


Figura 3.7. Metodologia de Reserva Probabilística Dinâmica  
Adaptado de (MORAIS, W, 2018)

A consideração do critério de Reserva Probabilística Dinâmica permite que o planejamento da expansão incorpore os efeitos de uma maior penetração renovável intermitente no sistema. Deste modo, uma maior inserção de fontes renováveis não convencionais acarretará uma maior necessidade por reserva, que deverá ser atendida pelas usinas existentes ou por novas usinas candidatas. Assim, será possível considerar a complementariedade entre o perfil de produção de diferentes regiões, a fim de que usinas instaladas em diferentes localidades reduzam a variabilidade da produção renovável quando consideradas conjuntamente (efeito portfólio). Dessa forma, dado que o modelo de planejamento da expansão objetiva determinar o plano ótimo que minimize a soma do custo de expansão e de operação, conforme detalhado na seção 3.1, a introdução do requisito de RPD possibilitará encontrar o plano de expansão que permitirá suportar uma grande penetração renovável mantendo-se os requisitos de segurança do sistema.

### 3.4 METAS DE PENETRAÇÃO RENOVÁVEL

Como forma de modelar um possível esquema de cotas de energia renovável (ou de certificados de energia renovável lastreados na geração), pode-se realizar a analogia de que uma porcentagem da geração deve ser atendida por geradores renováveis. Para a representação dessa restrição no modelo de expansão, será utilizada a ferramenta do Optgen que permite definir um montante específico de energia firme que as usinas selecionadas devem prover. A definição dessa restrição no modelo Optgen é apresentado na Figura 3.8.

De forma resumida, Energia Firme é um conceito probabilístico que representa a capacidade de um gerador prover uma geração média em um ano, dado um nível de confiabilidade – sendo usualmente considerado de 95%. No caso das usinas renováveis,

energia firme é um conceito análogo ao de fator de capacidade médio, ou seja, qual o nível de energia em MWmédios a usina consegue prover em relação à sua capacidade instalada.

Nome: MinRen\_2050

Limite da restrição: Mínima (>=)

Tipo de restrição: Energia firme (MWmed)

Valor da restrição (MWmed): 45000

Data final: Mês 12, Ano 2050

Filtros: Tipo Todos, Sistema Todos, Visualizar somente itens selecionados

Selecionar todos

Código	Nome	Sistema	Tipo de agente	Tipo	Valor
<input checked="" type="checkbox"/> 3025	SOL_CE_EC	NORDESTE	Fonte renovável	Existente	0. MWmed
<input checked="" type="checkbox"/> 5003	SOL_MG_1	SUDESTE	Fonte renovável	Futuro	22999.77 MWmed
<input checked="" type="checkbox"/> 5010	EOL_SE_OFW_1	SUDESTE	Fonte renovável	Futuro	43012.028 MWmed
<input checked="" type="checkbox"/> 5017	EOL_RS_1	SUL	Fonte renovável	Futuro	37999.62 MWmed
<input checked="" type="checkbox"/> 5024	EOL_SU_OFW_1	SUL	Fonte renovável	Futuro	42272.744 MWmed
<input checked="" type="checkbox"/> 5029	SOL_BA_1	NORDESTE	Fonte renovável	Futuro	22999.77 MWmed
<input checked="" type="checkbox"/> 5040	EOL_SE_1	NORDESTE	Fonte renovável	Futuro	36999.63 MWmed
<input checked="" type="checkbox"/> 5071	EOL_NE_OFW_1	NORDESTE	Fonte renovável	Futuro	56134.155 MWmed
<input checked="" type="checkbox"/> 5082	PCH_SU	SUL	Fonte renovável	Futuro	41488.474 MWmed

Figura 3.8. Exemplo de limite de restrição de energia firme definida no modelo Optgen  
Elaboração própria.

Ao considerar uma expansão a longo prazo, em um sistema sem grandes restrições de geração forçada de usinas (usualmente aplicável para usinas térmicas), definir uma energia firme em função de uma porcentagem da demanda será análogo a definir uma restrição de penetração mínima de renováveis. Nessa linha, supondo uma demanda média anual de 1.000 MWmédios, uma meta de energia firme de 900 MWmédios que deverá ser provido por usinas renováveis é análogo a definir que o sistema deverá ter sua demanda provida 90% por renováveis.

Embora esse exemplo seja simplificado (dada a possibilidade de ocorrência de vertimento devido restrições na rede ou a ocorrência de uma geração média real menor do que a estimada para uma usina), a utilização de um método iterativo garante que a meta de geração renovável seja de fato atendida. Dessa forma, é possível representar as reais condições de operação das usinas renováveis, permitindo que se alcance a meta de geração (ou seja, energia efetivamente injetada na rede) desejada.

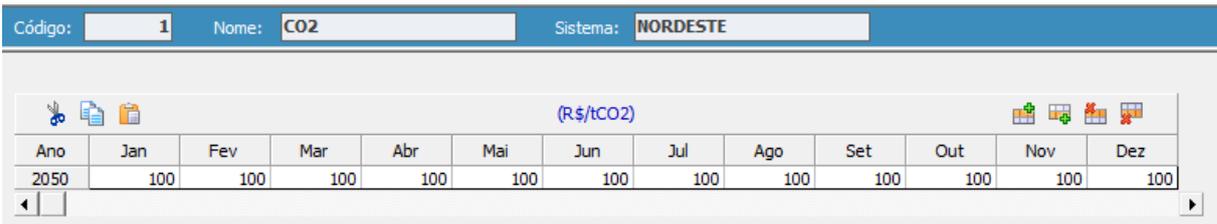
Para o presente estudo, o certificado de energia limpa para cada usina será emulado como a capacidade total de geração que esta possui, considerando seu fator de capacidade médio. Como exemplo hipotético, uma usina solar de 100 MW com fator de capacidade de 20% possuirá 20 MWmédios de certificado de energia limpa. A partir da definição de uma meta global para o sistema, como os 900 MWmédios do exemplo acima, o sistema definirá quais usinas deverão ingressar no sistema considerando essa nova restrição.

### 3.5 PRECIFICAÇÃO DO CARBONO

Conforme discutido em seções anteriores, a utilização de um mecanismo que precifique o carbono tem como objetivo desestimular a geração de usinas mais poluidoras, incentivando que geradores mais eficientes no âmbito de emissões sejam recompensados. A precificação do carbono, seja por meio de um mecanismo de mercado como um sistema de Cap-and-Trade ou por meio de uma taxação direta por entes governamentais, pode ser representado de forma simplificada por um preço de carbono médio anual que será aplicado a todas as usinas que emitam CO<sub>2</sub>.

Essa abordagem será a utilizada neste trabalho, tomando como *input* um preço de carbono aplicável a todas as térmicas poluidoras. O custo do carbono é adicionado à função objetivo do problema de otimização – dessa forma, a utilização de usinas mais poluidoras, embora com custo variável operativo (ou CVU) mais barato, irá encarecer a operação do sistema. Dessa forma, o *tradeoff* custo vs emissão – ou seja, utilizar usinas com CVU menor e/ou com menor custo de instalação, entretanto mais poluentes, ou utilizar usinas mais caras entretanto mais eficientes quanto às suas emissões - será considerado no modelo de otimização.

Essa modelagem pode ser facilmente representada por meio do modelo SDDP de diferentes formas. A modelagem escolhida no presente trabalho será por intermédio da definição de um preço de carbono aplicado às emissões relativas ao combustível utilizado pela térmica, que poderá utilizar ou não tecnologias para reduzir tais emissões – como filtros ou tecnologias de recuperação de carbono. A definição dessa restrição no modelo Optgen é apresentado na Figura 3.9.



Código: 1		Nome: CO2		Sistema: NORDESTE								
(R\$/tCO2)												
Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2050	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Figura 3.9. Exemplo de custo de carbono aplicado na interface do SDDP  
Elaboração própria.

Essa metodologia permite incorporar o custo do carbono diretamente no custo operativo de uma usina térmica, o qual passará a depender de três diferentes componentes: (i) o custo relacionado ao consumo de combustível, que depende do custo de combustível e do consumo específico da usina, (ii) o custo variável relacionado à operação e manutenção da usina e (iii) o custo de carbono. Este último é representado conforme a equação (1).

$$\text{Custo de Carbono} \left( \frac{\text{R\$}}{\text{MWh}} \right) = CUC_t \cdot fe_{i,t} \cdot ce_{i,t} \cdot \text{consumo específico}_{i,t} \quad (1)$$

## 4 MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Conforme detalhado anteriormente no capítulo 3, o planejamento da expansão requer para sua execução a definição de diversas premissas. Entre estas, estão incluídas a capacidade instalada de geração existente do sistema, capacidade de transmissão entre os subsistemas, demanda energética e premissas financeiras, como custo de instalação e operação de novos ativos. No decorrer do presente capítulo, o estado atual do sistema, assim como as premissas utilizadas neste trabalho, será apresentado em maior detalhe.

### 4.1 ESTADO ATUAL DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Historicamente o sistema elétrico brasileiro tem como principal tecnologia de seu parque gerador usinas hidrelétricas. Em termos de capacidade instalada, as hidrelétricas eram responsáveis por aproximadamente 60% da matriz em 2011. Entretanto, esta participação vem sendo reduzida nas últimas décadas, especialmente devido à entrada de outras tecnologias na matriz, como usinas eólicas e solares, como se pode observar na Figura 4.1.

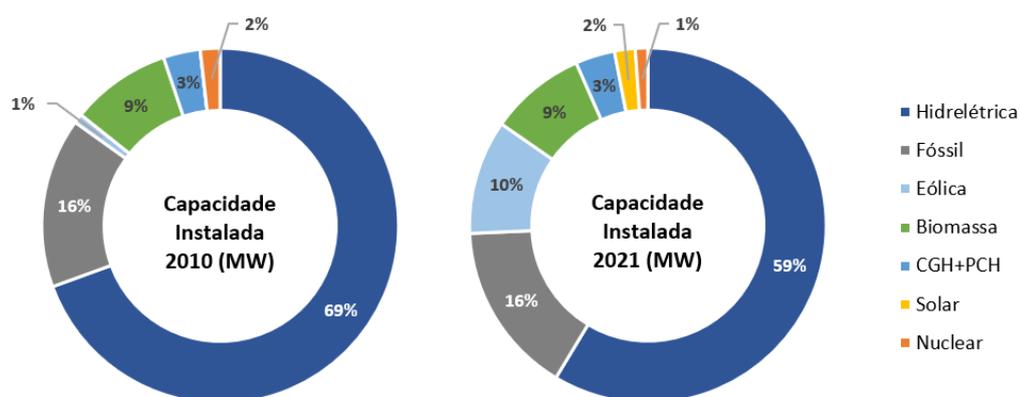


Figura 4.1. Comparativo de capacidade instalada do SIN em 2010 e 2021  
Elaboração própria com base em (ANEEL, 2021b)

Em termos de potência, a capacidade instalada do parque gerador corresponde a 175 GW, concentrados na fonte hidrelétrica. Entretanto, barreiras socioambientais nos últimos anos vêm impedindo a construção de novas usinas hidrelétricas de grande porte, sendo a última a entrar em operação a UHE Belo Monte.

Seguindo a realidade atual do sistema elétrico brasileiro, espera-se que a expansão do parque gerador seja guiada especialmente pelas usinas renováveis não convencionais, especialmente eólicas e solares, dado seu custo mais competitivo que as demais fontes tradicionais. Ademais, é esperado um acréscimo na participação da geração distribuída por parte dos consumidores, dado seus custos decrescentes especialmente para a tecnologia fotovoltaica. De forma complementar, dadas as necessidades de segurança e confiabilidade

requeridas pelo sistema para suporte às tecnologias renováveis, espera-se um incremento de usinas térmicas flexíveis e outras tecnologias de armazenamento, como baterias.

Quanto a rede de transmissão, atualmente o país conta com 145.600 km de linhas, concentradas nas redes de 500 kV e 230 kV. Até 2025, a expectativa é que a extensão da rede cresça para 184.000 km, aumentando a robustez do sistema (ONS, 2021c). O mapa detalhado da rede de transmissão pode ser visualizado na Figura 4.2.

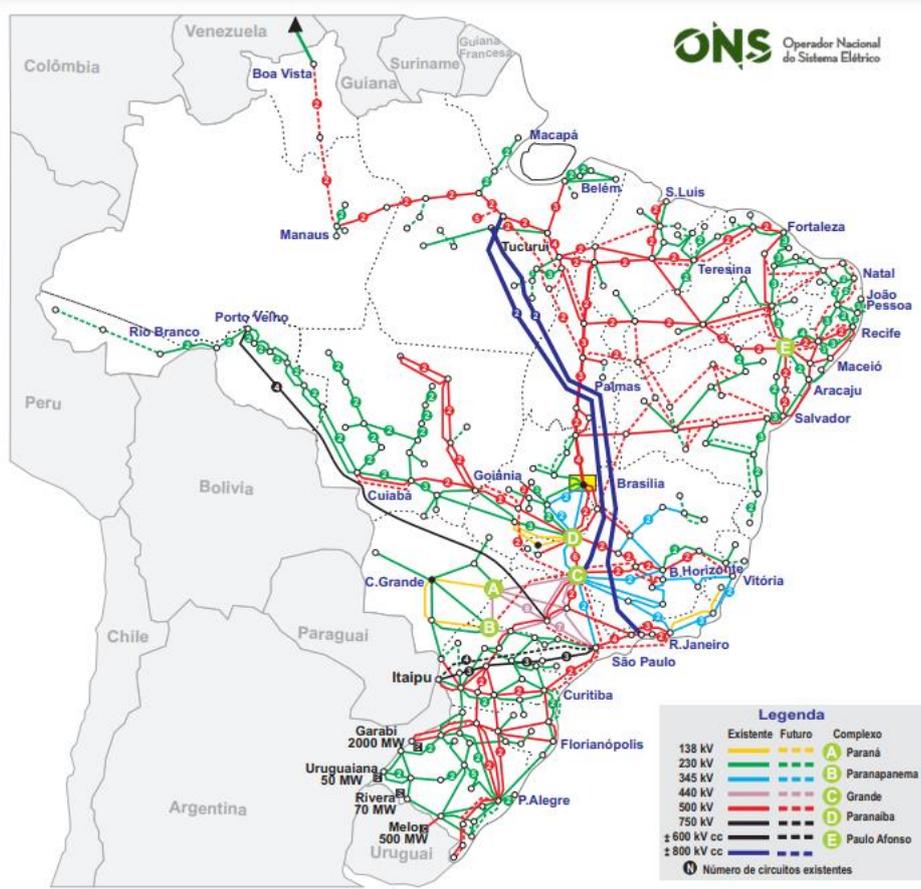


Figura 4.2. Rede de transmissão brasileira atual e futura (ONS, 2021b)

#### 4.2 REPRESENTAÇÃO E PREMISSAS UTILIZADAS NO ESTUDO

Para a definição das premissas a serem consideradas no estudo de caso proposto, optou-se por utilizar como fontes primárias os trabalhos desenvolvidos recentemente pela EPE e pelo Ministério de Minas Energia para os estudos do Plano Decenal de Energia 2030 e o Plano Nacional de Energia 2050.

As premissas para demanda de energia e candidatos a geração e transmissão são descritas de forma mais detalhada, descrevendo eventuais ajustes realizados para a representação nos modelos descritos no Capítulo 3.

### 4.2.1 Representação da demanda

A demanda é considerada um dado de entrada para o planejamento da expansão, devendo ser informada previamente à execução do modelo. Para a definição do crescimento da demanda, considerou-se a elasticidade PIB – Demanda, ou seja, a correlação entre o crescimento do PIB e o crescimento pela demanda de energia elétrica conforme estudos em (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2020a).

Optou-se por um cenário intermediário para o crescimento total da demanda por eletricidade, correspondendo a um crescimento médio anual de 2,9%. Com isso, a demanda total modelada para 2050 é de 1409 TWh, ou 161 GWmédios. A Figura 4.3 apresenta a carga média de energia modelada para cada mês para o ano de 2050.

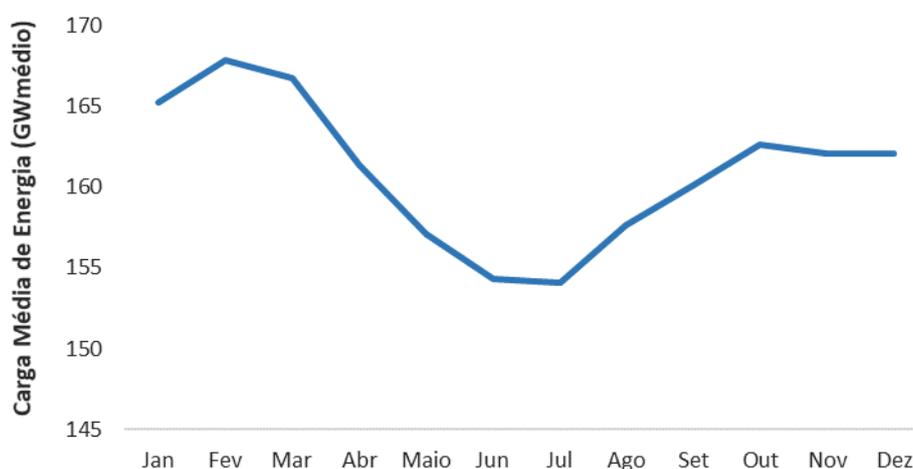


Figura 4.3. Perfil de demanda média mensal  
Elaboração própria adaptado de (ONS, 2022, PSR, 2021a).

Um critério fundamental para o planejamento da expansão com elevada penetração renovável é o que se refere a granularidade do planejamento, que deve ser a mais detalhada quanto possível. A representação horária de importantes variáveis do problema, como geração e demanda, permite melhor representar as condições a serem observadas durante a operação do sistema. A Figura 4.4 apresenta o perfil horário para dois meses selecionados, janeiro e julho, cada um contendo 744 valores de demanda representando cada hora do mês.

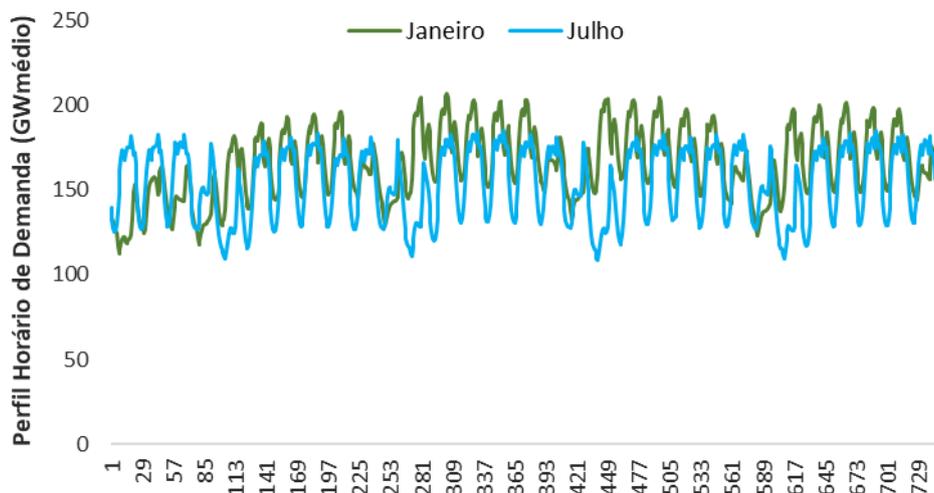


Figura 4.4. Perfil de demanda horária para janeiro e julho  
Elaboração própria adaptado de (ONS, 2022, PSR, 2021a).

Conforme discutido na seção 3.1, uma estratégia para redução do esforço computacional é a representação de estações e dias típicos. Dada a natureza particular do Brasil, com fortes sazonalidades na hidrologia, geração renovável e demanda, optou-se por uma representação de 12 estações, cada uma contendo dois dias típicos. O perfil de demanda para cada dia típico em cada estação é apresentado na Figura 4.5.

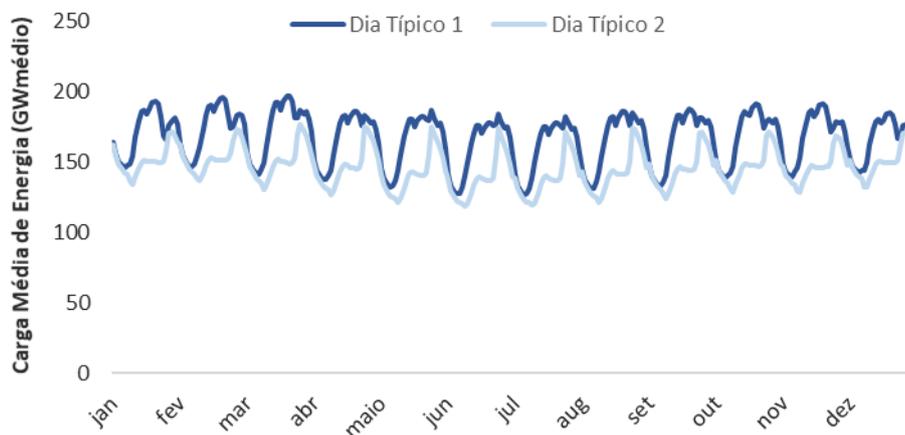


Figura 4.5. Perfil da demanda representada no modelo de planejamento da expansão  
Elaboração própria adaptado de (ONS, 2022, PSR, 2021a).

#### 4.2.2 Candidatos à expansão da geração

A fim de atender o crescimento da demanda, é esperado que ocorram novos investimentos no parque gerador. O presente trabalho considerará como candidatos diferentes tecnologias renováveis, a saber, fotovoltaica, eólica *onshore*, eólica *offshore*, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa. Devido às particularidades das duas últimas

fontes (como disponibilidade de recurso e restrições socioambientais) são considerados diferentes preços dependendo do subsistema localizado. As informações de custo de cada fonte podem ser visualizadas no Anexo A, Tabela 9.

Em relação aos candidatos renováveis, um importante aspecto a ser considerado diz respeito à disponibilidade do recurso para instalação. Dessa forma, a expansão deve respeitar o potencial disponível para instalação, a fim de representar corretamente a realidade. Como base primária, foram utilizadas as fontes de EPE (2018) e MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (2020b), além de dados históricos disponibilizados em ANEEL (2021a). O potencial considerado para cada fonte neste estudo pode ser visualizado no Anexo A, Tabela 11. Por fim, dadas as incertezas políticas quanto à instalação de grandes hidrelétricas com reservatórios, principal fator para instalação desta tecnologia, estas não são consideradas neste estudo.

Com relação às tecnologias térmicas, serão consideradas as fontes nuclear e a gás natural. Com relação às térmicas movidas a gás natural, este trabalho buscará emular a resposta dos agentes aos sinais de preço em um mercado que considera restrições ambientais de forma explícita. Dessa forma, são modelados cinco diferentes projetos movidos a gás natural, que possuem diferentes premissas de inflexibilidade (ou seja, se é obrigatório que a usina gere sem considerar o preço), custo operativo, coeficiente de emissão de carbono e custos de instalação e manutenção. Essa abordagem permitirá analisar se a partir de políticas ambientais aplicadas ao setor elétrico qual é a tecnologia ótima que deve ser instalada, ou seja, se o sistema preferirá investir em térmicas mais caras que poluam menos.

Um segundo aspecto passível de análise será o grau de flexibilidade desejado para as térmicas. Assim sendo, três graus diferentes de inflexibilidade são modelados:

- A térmica Gás Inflexível 1 possui uma inflexibilidade de 50% durante o período seco (ou seja, irá gerar em metade de sua capacidade máxima durante os meses de junho a novembro), sendo totalmente flexível nos demais meses;
- A térmica Gás Inflexível 2 possui uma inflexibilidade de 50% durante todos os meses do ano, gerando assim no mínimo metade de sua capacidade máxima;
- As térmicas flexíveis (Gás Flexível 1, 2 e 3) são totalmente flexíveis em todos os meses do ano.

As premissas operativas para cada térmica podem ser visualizadas em detalhes no Anexo A, Tabela 10.

### 4.2.3 Representação da transmissão

Como discutido anteriormente no capítulo 3, a metodologia utilizada neste trabalho para o planejamento da expansão da geração considera uma rede de transmissão simplificada, conectando grandes regiões agregadas. Como apresentado acima, o Brasil atualmente se divide em quatro grandes subsistemas: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste.

A fim de evitar perder informação significativa da capacidade real do sistema, este trabalho irá utilizar uma representação considerando 10 diferentes nós, conforme apresentado na Figura 4.6. Quanto às características da linha de transmissão, essa será representada de forma simplificada desconsiderando restrições da rede elétrica – conhecido como “modelo de tubo”, ou “modelo de links DC”. Essa abordagem é a mesma utilizada pela EPE em (EPE, 2020), onde as interligações entre cada região são representadas por limites de fluxos mensais. Essa representação permite avaliar a competitividade das fontes em diferentes regiões considerando o fator locacional, ou seja, se o menor custo total de expansão envolve expandir uma usina de maior capacidade mais próxima do centro de demanda ou se a melhor decisão envolve a construção de uma usina mais afastada com reforços na capacidade de transmissão.

Dadas as características próprias de cada região, como tecnologia a ser implementada, extensão de rede necessária e restrições socioambientais, cada conexão possui um custo de expansão próprio. O Anexo A apresenta na Tabela 8 os custos para cada interconexão considerada, baseado nas premissas publicadas em (EPE, 2021) e em (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2020b).

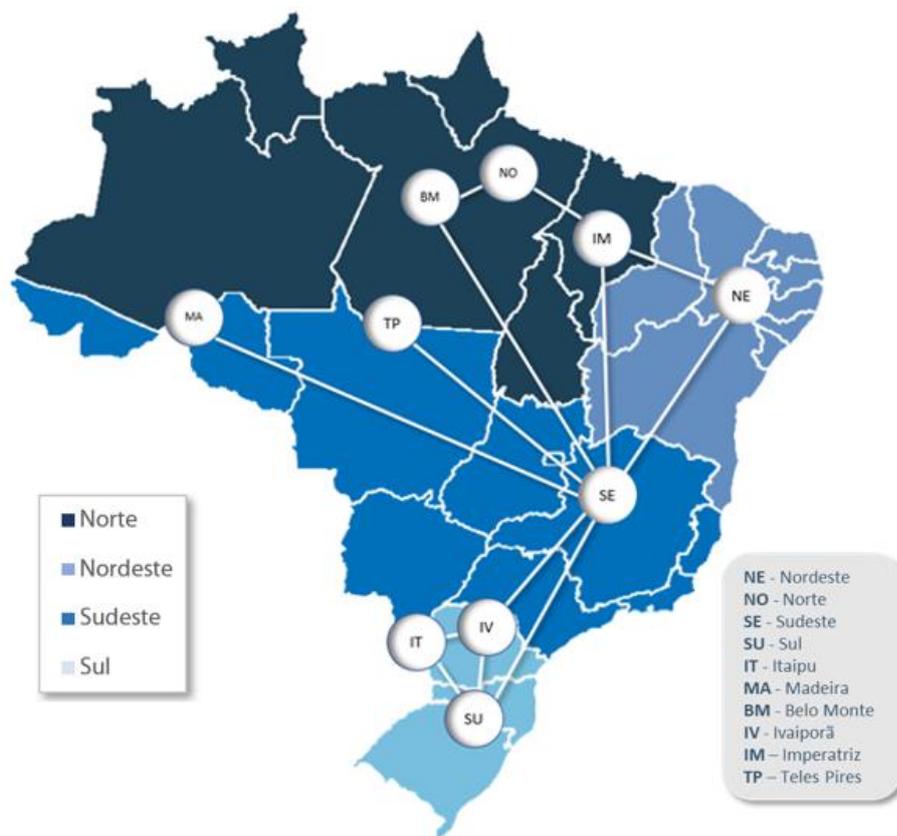


Figura 4.6. Representação da rede de transmissão considerada  
Elaboração própria

## 5 ESTUDO DE CASO

Como forma de avaliar o impacto de políticas ambientais explícitas na expansão e operação do setor elétrico, sete diferentes casos são apresentados, todos possuindo um horizonte para 2050 e aplicando a Reserva Probabilística Dinâmica como critério de quantificação para a reserva operativa. Todos os casos também são modelados considerando 87 diferentes cenários hidrológicos, contemplando os anos de 1931 a 2017. Quanto aos cenários renováveis, são considerados os anos de 1980 a 2010.

A sequência de casos é apresentada na Tabela 1. A partir da estrutura proposta, será possível mensurar o impacto de preços crescente de carbono, além do impacto de restrições operativas de usinas térmicas existentes no sistema, utilizando a metodologia descrita na seção 3.5. Por fim, será avaliado um mecanismo de certificado de energia limpa, emulado como a compra compulsória de certificados de energia emitidos por usinas renováveis, conforme discutido a priori na seção 3.4. Os resultados detalhados em tabelas podem ser visualizados no Anexo B.

Tabela 1 – Descrição de estudos de casos realizados

Caso	Descrição
Caso 1	Caso Base
Caso 2	Preço de Carbono de R\$ 100/tCO <sub>2</sub>
Caso 3	Preço de Carbono de R\$ 250/tCO <sub>2</sub>
Caso 4	Preço de Carbono de R\$ 500/tCO <sub>2</sub>
Caso 5	Preço de Carbono de R\$ 100/tCO <sub>2</sub> sem carvão e inflexibilidade
Caso 6	Preço de Carbono de R\$ 500/tCO <sub>2</sub> sem carvão e inflexibilidade
Caso 7	Certificado de Energia para 97.2% geração renovável

### 5.1 ESTUDO DE CASO 1: SEM PREÇO DE CARBONO

Conforme explicado anteriormente, o Caso 1 apresenta um cenário base, sem considerar uma precificação de carbono ou outra meta de geração renovável explícita. Dessa forma, a expansão apresentará a opção que representa o menor custo total para a expansão.

Neste cenário, é notável uma expansão com expressiva capacidade solar e eólica, embora nem todo o potencial seja utilizado. Dados os requisitos de reserva operativa provenientes da RPD, a expansão apresenta uma larga utilização de usinas térmicas para atendimento ao requisito e geração em horas de ponta. Ademais, é notável uma grande utilização de térmicas inflexíveis para geração de energia, em especial no Sudeste e Sul. A Figura 5.1 apresenta os resultados de expansão do Caso 1 de forma detalhada.

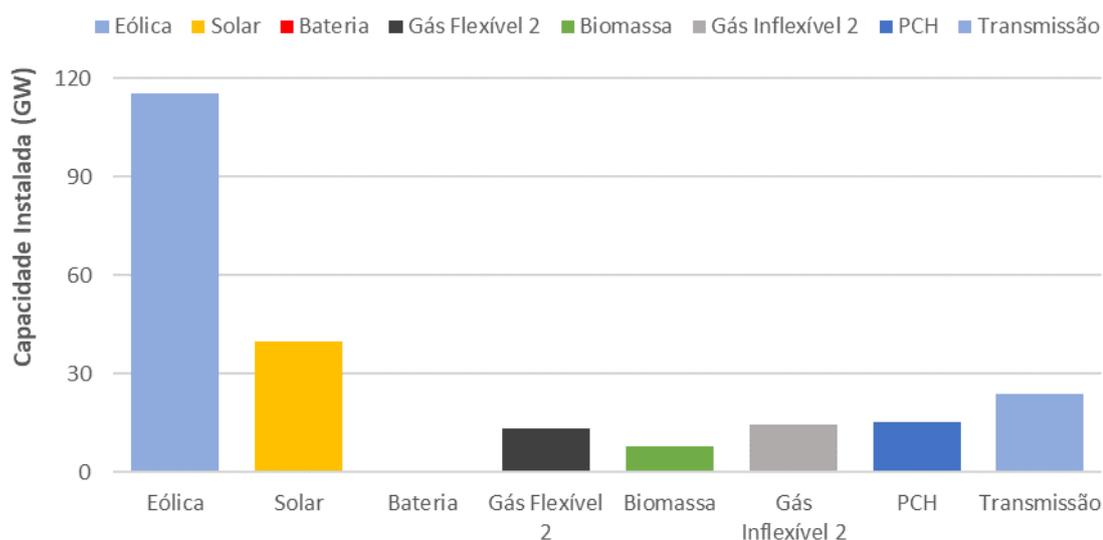


Figura 5.1. Expansão do Caso 1  
Elaboração Própria

Devido ao aumento de participação da fonte eólica na matriz, há um elevado aumento da sazonalidade na matriz de geração. Um ponto importante a destacar na Figura 5.2 é a complementariedade entre as fontes hídrica e eólica, que são as fontes que possuem as maiores participação na geração, de 37% e 32% respectivamente. Focando nas renováveis como um todo (agregando renováveis não convencionais e hidrelétricas), essas fontes são responsáveis por 89% da capacidade instalada e 91% da geração. Quanto às emissões, estas totalizam 52,8 MMtCO<sub>2</sub>, o que equivale a um fator de emissão de 0,037 tCO<sub>2</sub>/MWh. Este resultado encontra-se em linha com o obtido em (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020), em seu cenário “Carvão Financiada”, que considerava a existência de carvão na matriz em 2050. Neste cenário, a emissão total considerando uma hidrologia média para o ano de 2050 totalizava 47 MMtCO<sub>2</sub>. Vale destacar que este cenário elaborado pela Ministério de Minas e Energia considerava também uma expansão de todo potencial hidrelétrico inventariado sem interferência em terras indígenas ou unidades de conservação, fator não considerado no presente estudo.

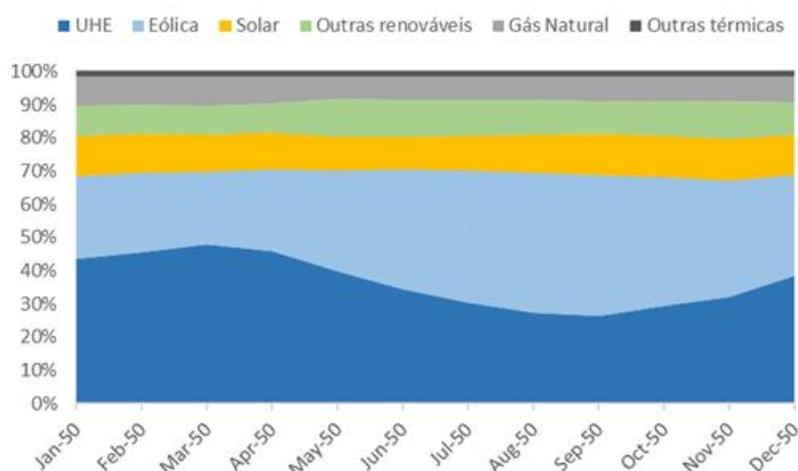


Figura 5.2. Matriz de geração mensal para o Caso 1  
Elaboração Própria

Dada a maior participação da fonte eólica na matriz de geração, os preços também passam a ser fortemente marcados por essa fonte. Durante o terceiro trimestre, período com maior geração eólica, é possível perceber uma diminuição nos preços, especialmente na região Nordeste – região onde esta fonte está concentrada. Ademais, devido a restrições de intercâmbio, é possível perceber um descolamento dos preços entre os subsistemas, justificado pela alta entrada de eólicas na região nordeste e maior uso térmico na região norte durante este período. Este comportamento pode ser visualizado na Figura 5.3.

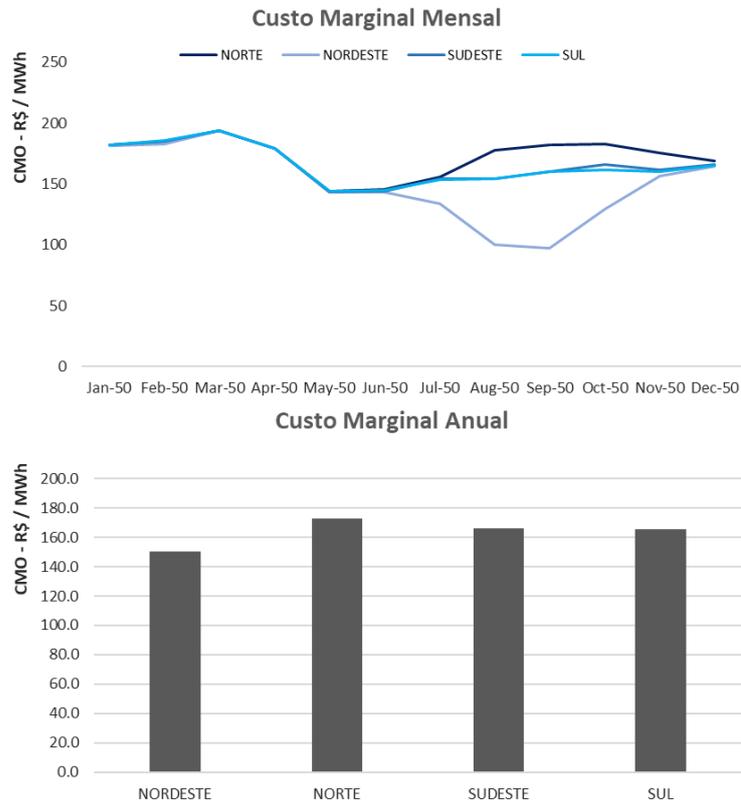


Figura 5.3. Custos Marginais Mensais e Anuais de Operação para o Caso 1  
Elaboração Própria

Quanto aos preços de reserva, observa-se um comportamento de maiores pagamentos no Nordeste, onde concentra-se a maior expansão renovável. A Figura 5.4 apresenta os pagamentos necessários para a remuneração da reserva, de forma agregada em R\$/kW/mês. Cabe ressaltar que o pagamento é referente a cada kW de reserva, e não kW de demanda, o que na prática significa que o valor unitário a ser arrecadado de cada consumidor para cobrir os custos da reserva seria menor.

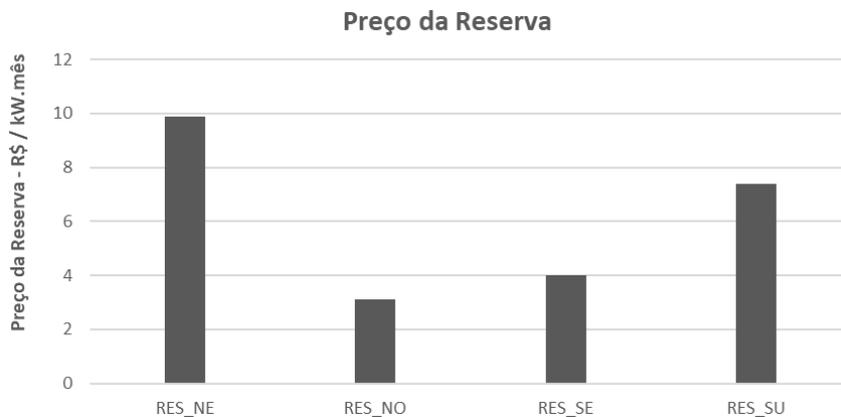


Figura 5.4. Custo Marginal de Reserva para o Caso 1  
Elaboração Própria

## 5.2 ESTUDO DE CASO 2: PREÇO DE 100 R\$/TCO2

A utilização do preço de carbono tem como principal consequência o encarecimento do custo operativo das usinas térmicas, como apresentado na seção 3.5.

Com a utilização inicial do preço de emissão de carbono de R\$ 100 / tCO<sub>2</sub>, é observado um aumento da expansão solar, especialmente no Sudeste, e da expansão eólica no Sul. Essa maior expansão solar visa substituir especialmente o gás inflexível, que diminui significativamente na região Sudeste.

Por outro lado, é observado um aumento da expansão do Gás Flexível 2, visando especialmente o atendimento à ponta e complementação de reserva. Dessa forma, a utilização de um preço de carbono de R\$ 100 / tCO<sub>2</sub> não é suficiente para incentivar a entrada da térmica mais eficiente (Gás Flexível 3), ou uma entrada de baterias no sistema – dado sua penetração neste caso de apenas 10 MW. A Figura 5.5 apresenta o comparativo de expansão dos casos 1 e 2 de forma detalhada.

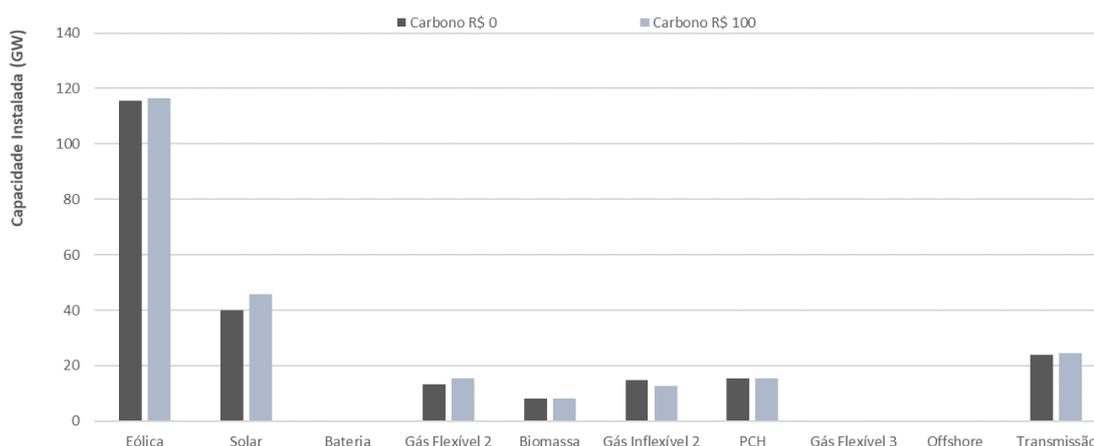


Figura 5.5. Comparativo de Expansão para os Casos 1 e 2  
Elaboração Própria

Com relação ao custo marginal de operação, é observada uma maior volatilidade nos preços entre os meses, especialmente na região Nordeste. Esse aumento da volatilidade é justificado pela retirada de expansão térmica na região, além da ausência de uma expansão na transmissão mais significativa – apenas 500 MW a mais em relação ao caso base. Ademais do aumento da volatilidade, é possível notar um aumento da média dos preços, dado a incidência do preço de emissão de carbono que penaliza a emissão das térmicas. Na Figura 5.6 é possível visualizar o comparativo de custos marginais de operação anuais para os casos 1 e 2.

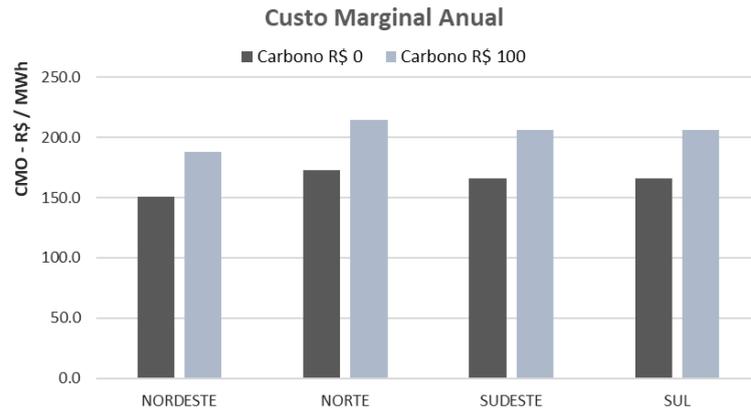


Figura 5.6. Comparativo dos Custos Marginais de Operação para os Casos 1 e 2  
Elaboração Própria

Um aspecto que deve ser destacado diz respeito ao custo marginal de reserva. Com o acréscimo inicial pela emissão de carbono, é observado um “choque de preços” na região Nordeste, como nota-se na Figura 5.7. Esse fenômeno justifica-se por um sistema com uma oferta mais apertada para atendimento à reserva: dada a retirada da expansão térmica na região (devido a penalização de emissões) e insignificante expansão de baterias.

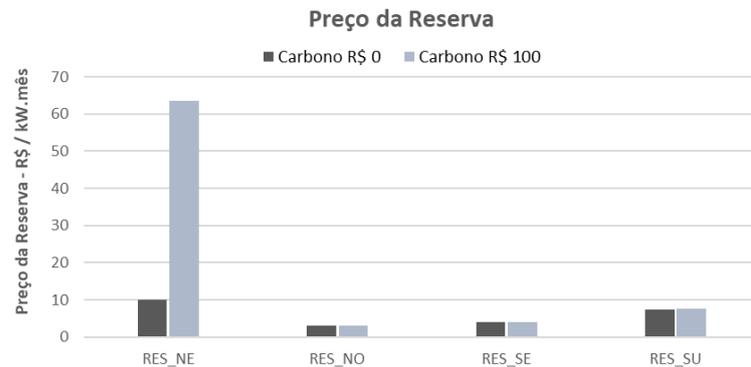


Figura 5.7. Comparativo dos Custos Marginais de Reserva para os Casos 1 e 2  
Elaboração Própria

Por último, pode-se observar os resultados quanto à geração na Figura 5.8. Nota-se um acréscimo na geração renovável, com um aumento de participação das tecnologias eólica e solar e diminuição da geração por térmicas a gás natural. Como resultado, a geração renovável passa a corresponder a 91,5% da geração total. Com isso, as emissões totais passam a totalizar 47,9 MMtCO<sub>2</sub>, com um fator de emissão médio de 0,034 tCO<sub>2</sub> / MWh.

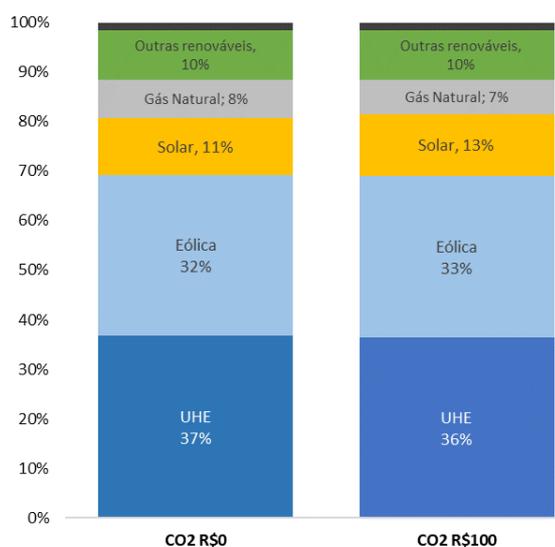


Figura 5.8. Comparativo da Matriz de Geração para os Casos 1 e 2  
Elaboração Própria

### 5.3 ESTUDO DE CASO 3: PREÇO DE 250 R\$/TCO2

No Caso 3, com o encarecimento do preço do carbono, são notados comportamentos semelhantes ao observado no caso 2 no que tange à expansão. Observa-se um aumento da expansão solar, dessa vez concentrada no Nordeste e no Sul, além de uma maior entrada de eólicas também no Sul. Com respeito à expansão térmica, o modelo novamente reduz a entrada da térmica Inflexível 2, com a retirada total de gás inflexível no Sudeste e uma retirada significativa do Sul. Em compensação, nota-se um aumento da expansão da térmica Flexível 2 para atendimento à ponta, além de uma entrada mais significativa de baterias (1 GW) no Nordeste. A Figura 5.9 apresenta o comparativo de expansão dos casos 1, 2 e 3 de forma detalhada.

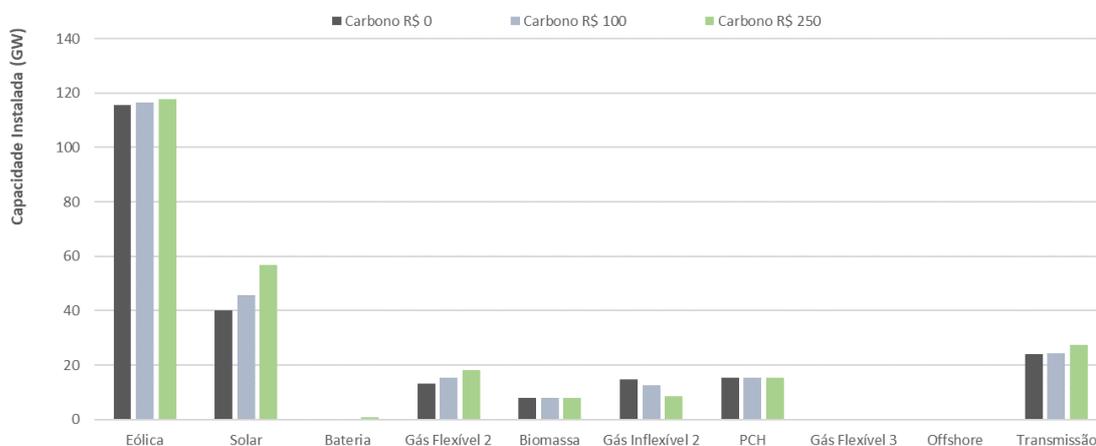


Figura 5.9. Comparativo de Expansão para os Casos 1, 2 e 3  
Elaboração Própria

Com a maior entrada de baterias no Nordeste, além de uma expansão mais robusta da transmissão (mais 3 GW em relação ao Caso 1), nota-se uma maior estabilidade de preços no Nordeste. Dessa forma, as regiões Sudeste, Sul e Nordeste passam a ter preços médios acoplados. Por outro lado, o subsistema Norte torna-se mais descolado dos demais, devido a uma expansão concentrada em novas térmicas e ausência de expansão de capacidade de transmissão para outros subsistemas. A Figura 5.10 apresenta de forma detalhada os custos marginais de operação anuais para os casos 1, 2 e 3.

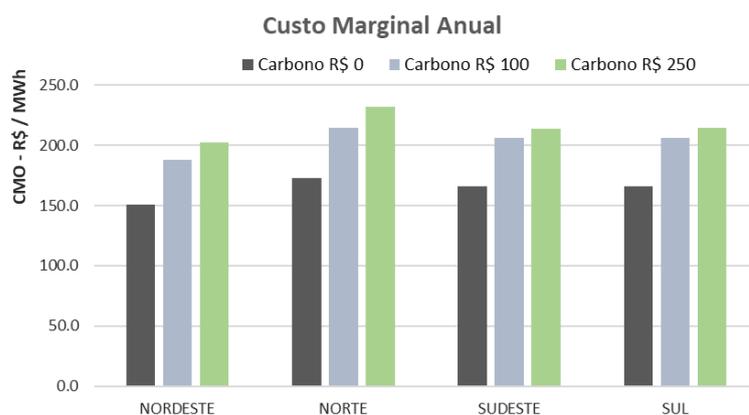


Figura 5.10. Comparativo dos Custos Marginais de Operação para os Casos 1, 2 e 3  
Elaboração Própria

A maior expansão da transmissão e a entrada de baterias também auxiliam na redução do custo marginal de reserva. Ademais, a entrada de novas usinas solares no Nordeste também atua neste sentido, dado sua complementariedade com a fonte eólica (efeito portfólio). Na Figura 5.11 é possível notar esse comportamento, com a significativa redução do custo marginal de reserva para o subsistema Nordeste.

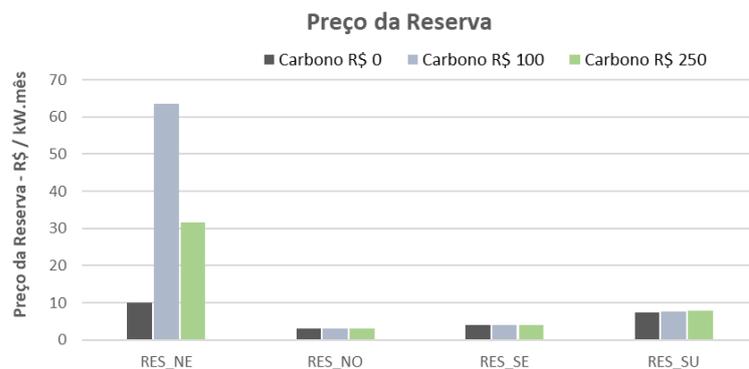


Figura 5.11. Comparativo dos Custos Marginais de Reserva para os Casos 1, 2 e 3  
Elaboração Própria

Por fim, como esperado, observa-se Figura 5.12 uma maior participação das fontes renováveis na matriz de geração, que passam a ser responsáveis por 93,6% da geração. Quanto às emissões, essas totalizam 29,4 MMtCO<sub>2</sub>.

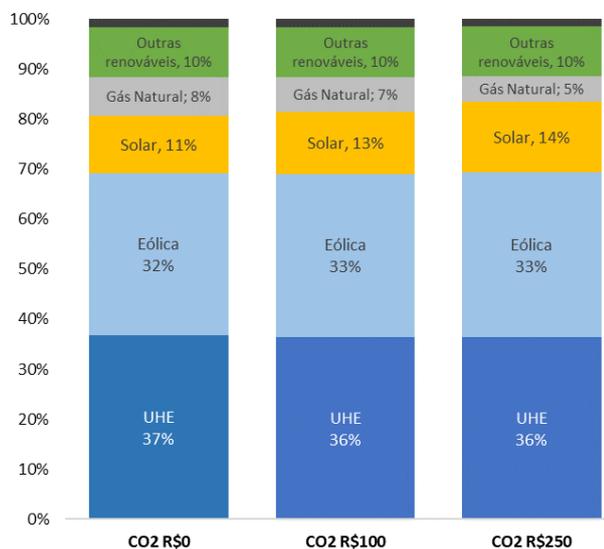


Figura 5.12. Comparativo da Matriz de Geração para os Casos 1, 2 e 3  
Elaboração Própria

#### 5.4 ESTUDO DE CASO 4: PREÇO DE 500 R\$/TCO<sub>2</sub>

Como maior penalização de carbono, aplicou-se um valor de carbono de R\$ 500 / tCO<sub>2</sub>. Essa penalização mais agressiva, embora em linha com os preços observados atualmente na União Europeia como apresentado na Figura 2.3, acarreta significativas alterações na expansão.

Inicialmente, nota-se uma robusta expansão solar, viabilizada até mesmo no subsistema Norte, o qual possui menores fatores de capacidade. Ainda em relação à geração renovável, observa-se a viabilização pela primeira vez da instalação de eólica *offshore* na região sul. Com relação à viabilização de eólicas *offshore*, merece destaque o sinal locacional percebido pelo modelo: embora usinas localizadas em outros subsistemas, como no subsistema Nordeste, sejam financeiramente mais atrativas dados os maiores fatores de capacidade, é preferível a instalação no subsistema Sul a fim de se evitar uma maior necessidade de expansão da transmissão.

Com relação à expansão térmica, destaques importantes também podem ser feitos. Em primeiro momento, é observada a viabilização da térmica Gás Flexível 3, a qual possui um menor fator de emissão em contrapartida a um maior custo de instalação. Ademais, é observada a redução quase total na expansão inflexível, a fim de se evitar emissões desnecessárias.

Outra expansão significativa diz respeito às baterias. Dado o aumento da expansão renovável e a diminuição da entrada da térmica Gás Flexível 2, as baterias auxiliam o sistema no atendimento à reserva com uma entrada de 4,7 GW, com a maior parte instalada no Nordeste. A Figura 5.13 apresenta o comparativo de expansão dos casos 1, 2, 3 e 4 de forma detalhada.

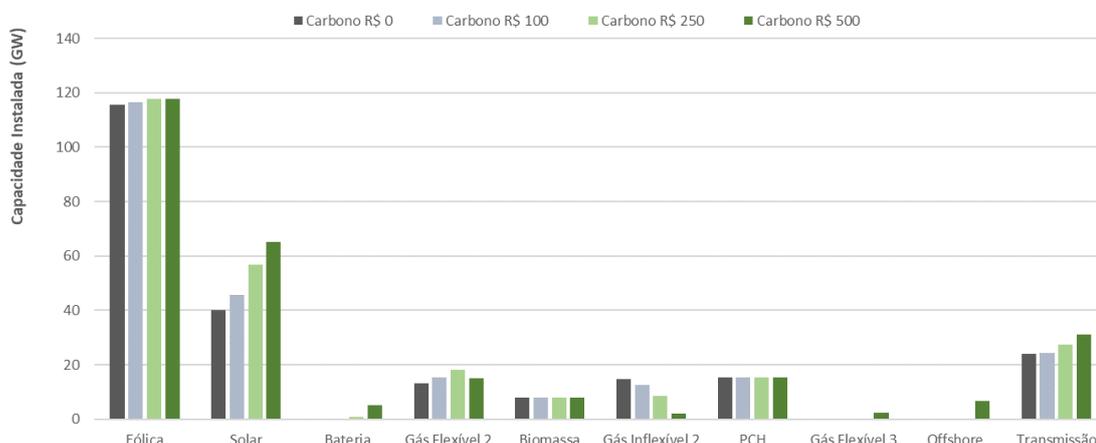


Figura 5.13. Comparativo de Expansão para os Casos 1, 2, 3 e 4  
Elaboração Própria

A maior expansão da transmissão (7 GW a mais em relação ao Caso 1) permite que as regiões Nordeste, Sul e Sudeste tornem-se mais acopladas quanto aos preços de energia. Por outro lado, a ausência de expansão da transmissão na região Norte, provoca um elevado acréscimo de preços para esse subsistema, como pode-se notar na Figura 5.14. Esse acréscimo é justificado pela expansão do sistema Norte ancorado em térmicas, que são fortemente penalizadas pelo custo de carbono.

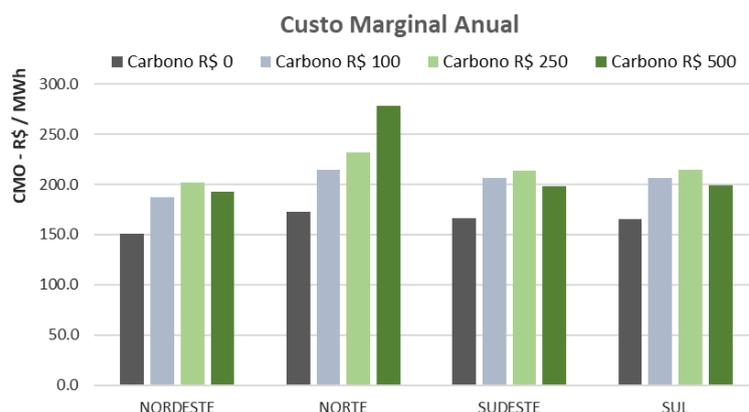


Figura 5.14. Comparativo dos Custos Marginais de Operação para os Casos 1, 2, 3 e 4  
Elaboração Própria

A maior diversificação da matriz renovável (maior entrada de usinas solares em conjunto com usinas eólicas), a maior expansão da transmissão e de baterias no sistema permite reduzir de forma significativa os preços de reserva. Essa característica pode ser

observada na Figura 5.15, com os preços tornando-se mais equilibrados entre os subsistemas.

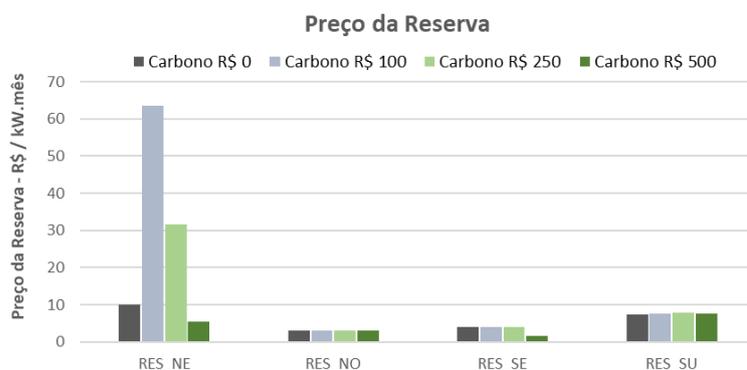


Figura 5.15. Comparativo dos Custos Marginais de Reserva para os Casos 1, 2, 3 e 4  
Elaboração Própria

Essa significativa mudança nas características da expansão permite aumentar o grau de penetração das usinas renováveis, alcançando o percentual de 93,6%, como pode-se observar na Figura 5.16. Quanto às emissões totais, estas totalizam 11,3 MMtCO<sub>2</sub>.

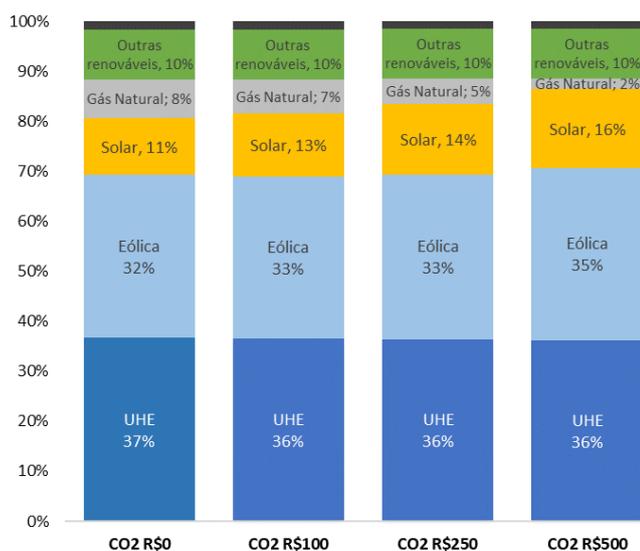


Figura 5.16. Comparativo da Matriz de Geração para os Casos 1, 2, 3 e 4  
Elaboração Própria

## 5.5 COMPARATIVO CASOS 1 A 4

Consolidando os resultados dos quatro primeiros casos, é possível apontar que o aumento do preço do carbono tem um incentivo direto para a expansão da fonte fotovoltaica, além da redução da inflexibilidade na expansão térmica. Outrossim, tecnologias consideradas mais caras, como eólicas *offshore* e baterias, são viabilizadas a partir de custos de carbono maiores. A Figura 5.17 apresenta os custos totais (expansão + operação) de casa caso. Como

esperado, é possível notar que a utilização de preços maiores de emissão de carbono leva a um maior custo total, especialmente devido ao maior custo de expansão.

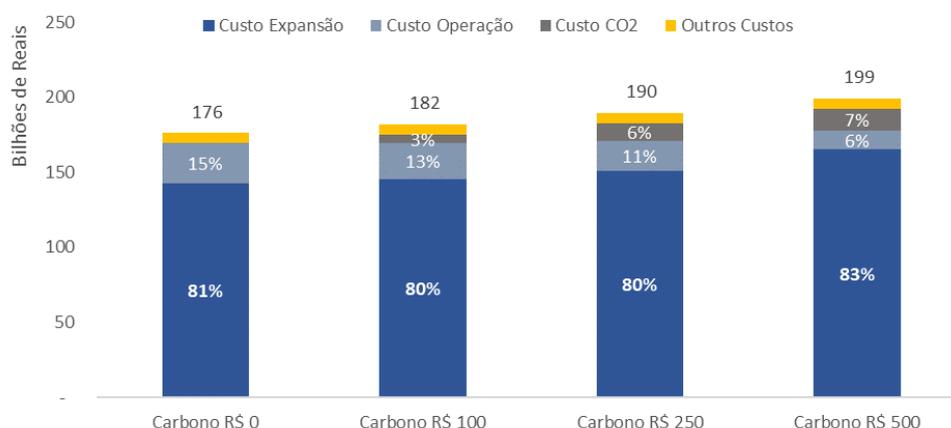


Figura 5.17. Comparativo de custos totais para os casos 1 a 4  
Elaboração Própria

Tabela 2 – Resultados de custos para os casos 1 a 4 (em bilhões de reais)  
Elaboração Própria

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Custo Expansão	142,714	145,209	151,251	165,411
Custo Operação	26,565	24,223	19,962	12,286
Custo CO2	-	5,624	11,468	14,731
Outros Custos	7,004	7,104	7,088	7,035
Custo Total	176,283	182,160	189,769	199,463
Custo Total (sem custo CO2)	176,283	176,536	178,301	184,732

Com relação aos custos necessários para a implementação de cada caso, é possível compará-los à luz dos resultados do modelo de expansão. Conforme aumenta-se o preço de carbono, é possível notar uma maior parcela relativa ao custo de carbono para cada caso. Outro ponto que merece destaque é que, como esperado, uma maior expansão renovável aumenta os custos relativos à expansão, embora reduza os custos na operação.

Sendo assim, aumentos de custos de 3%, 8% e 13% nos custos totais dos casos 2, 3 e 4 em relação ao caso 1 induzem reduções de 9%, 33% e 61% das emissões de carbono, respectivamente. A Figura 5.18 apresenta os valores de emissões totais para cada caso, assim como o fator de emissão médio.

A fim de avaliar a “efetividade” de cada caso em reduzir as emissões, pode-se comparar a redução de emissões em relação ao Caso 1 com o acréscimo nos custos totais, descontando-se o custo do carbono a fim de manter a coerência com o Caso 1 (o qual não

tinha preço de carbono aplicado). Dessa forma, torna-se possível analisar o custo médio necessário para se reduzir cada unidade de emissões, considerando apenas os investimentos em nova capacidade ou os relacionados à operação do sistema. Como pode-se visualizar na Tabela 3, nota-se o acréscimo do custo de mitigação conforme aumenta-se o custo de carbono. Tal comportamento é esperado, dado que um maior custo de carbono viabiliza maiores reduções de emissões.

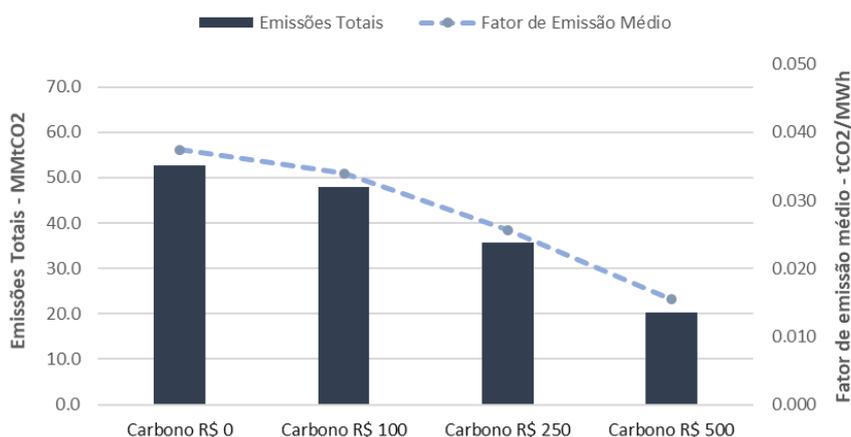


Figura 5.18. Comparativo de emissões no ano de 2050 para os casos 1 a 4  
Elaboração Própria

Tabela 3 – Resultados de emissões para os casos 1 a 4  
Elaboração Própria

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Emissões Totais - MMtCO2	53	48	36	20
Fator de Emissão Médio - tCO2/MWh	0.037	0.034	0.026	0.015
Custo de Mitigação – R\$ / tCO2	---	50.6	118.7	256.0

Por fim, uma análise cuidadosa das emissões de cada caso permite inferir pontos importantes. Tomando-se o caso 4 (cenário Carbono R\$ 500) como exemplo, nota-se que 32% das emissões totais são provenientes de usinas a carvão. Entretanto, tais usinas são responsáveis por apenas 1% da geração total. Tal fato ocorre devido à inflexibilidade operativa de tais usinas, tornando sua geração obrigatória apesar de não ser a opção financeiramente (e muito menos ambientalmente) mais adequada para o sistema.

Como forma de emular o impacto de se manter de forma obrigatória a geração de usinas existentes consideradas antigas e/ou poluentes, os casos 5 e 6 a seguir consideram um sistema onde essas usinas<sup>6</sup> são descomissionadas.

<sup>6</sup> A saber, são descomissionadas as usinas de Candiota 3, Figueira, Complexo J. Lacerda, Pampa Sul e Pecém II.

## 5.6 ESTUDOS DE CASO 5 E 6: DESCOMISSIONAMENTO DE TÉRMICAS A CARVÃO

Ao se retirar essas usinas, que geravam energia de forma obrigatória, pode-se observar algumas mudanças quanto à expansão. Em primeiro momento, ao se comparar os casos 2 (custo de emissão de R\$ 100 / tCO<sub>2</sub>) e o caso 5 (custo de emissão de R\$ 100 / tCO<sub>2</sub> sem usinas a carvão), o descomissionamento forçado dessas usinas provoca uma elevação nos custos totais apesar da redução no custo total de emissão.

Por outro lado, ao se considerar os casos 4 (custo de emissão de R\$ 500 / tCO<sub>2</sub>) e caso 6 (custo de emissão de R\$ 500 / tCO<sub>2</sub> sem carvão) nota-se que o descomissionamento das usinas listadas induz a uma redução nos custos totais de expansão. Esse fator é devido especialmente aos menores custos por emissões de carbono além do menor custo de operação dado à maior penetração renovável. O custo total de cada caso pode ser visualizado na Figura 5.19.

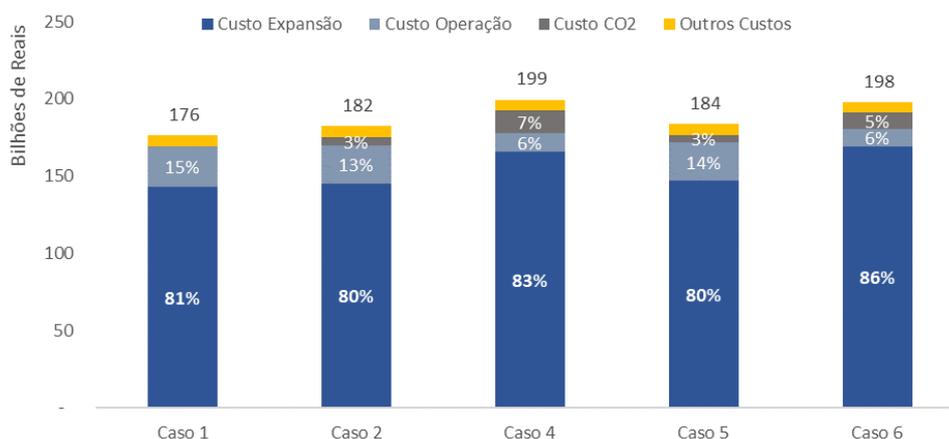


Figura 5.19. Comparativo de custos totais para os casos 1, 2, 4, 5 e 6  
Elaboração Própria

Tabela 4 – Resultados de custos para os casos 1 a 6 (em bilhões de reais)  
Elaboração Própria

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
Custo Expansão	142,714	145,209	151,251	165,411	146,719	169,292
Custo Operação	26,565	24,223	19,962	12,286	24,774	11,187
Custo CO2	-	5,624	11,468	14,731	4,903	10,459
Outros Custos	7,004	7,104	7,088	7,035	7,106	7,040
Custo Total	176,283	182,160	189,769	199,463	183,502	197,978
Custo Total (sem custo CO2)	176,283	176,536	178,301	184,732	178,599	187,519

Quanto à expansão, percebe-se que as características gerais permanecem, embora a necessidade de substituição das usinas a carvão induza a incrementos na expansão. Em primeiro lugar, observa-se um pequeno incremento na geração Gás Inflexível 2, a fim de cobrir o espaço outrora ocupado pelas usinas a carvão. Comparando-se os casos 4 e caso 6 observa-se um aumento relevante de usinas eólicas *offshore* (1,5 GW) e usinas solares (1,2 GW). Com isso, o caso 6 alcança uma geração renovável de 97,2% da geração total.

O ponto mais relevante da retirada das usinas listadas é o impacto significativo no perfil de geração e nas emissões. Comparando os casos 4 e 6, nota-se uma redução de 45% das emissões totais, tendo em contrapartida um incremento de apenas 1,5% no custo de expansão mais operação (desconsiderando o custo do carbono). A Figura 5.20 apresenta os valores de emissões totais para cada caso, assim como o fator de emissão médio, com destaque para os casos 5 e 6 em verde.

A Tabela 5 apresenta os resultados de emissões e de fator de emissão médio para cada caso, assim como o custo de mitigação. Como discutido acima, o descomissionamento forçado das usinas a carvão provoca um acréscimo nos custos totais do Caso 5, dado a necessidade do sistema de substituir essas usinas que ainda possuíam viabilidade para operar. Esse comportamento justifica o elevado acréscimo no custo de mitigação do caso 5, acima do próprio preço de carbono aplicado no caso (a saber, R\$ 100 / tCO<sub>2</sub>e). Por outro lado, esse comportamento não é visto ao se comparar os casos 5 e 6. Ao serem aplicados valores mais agressivos para a penalização das emissões, a inflexibilidade das usinas descomissionadas na prática provocava um aumento forçado nos custos de operação, dado que estas apenas operavam por necessidade e não devido critérios econômicos. Com isso, o custo de mitigação do Caso 6 possui valores próximos ao do Caso 4, dado que ao valor de R\$ 500 / tCO<sub>2</sub>e tais usinas seriam usadas apenas marginalmente.

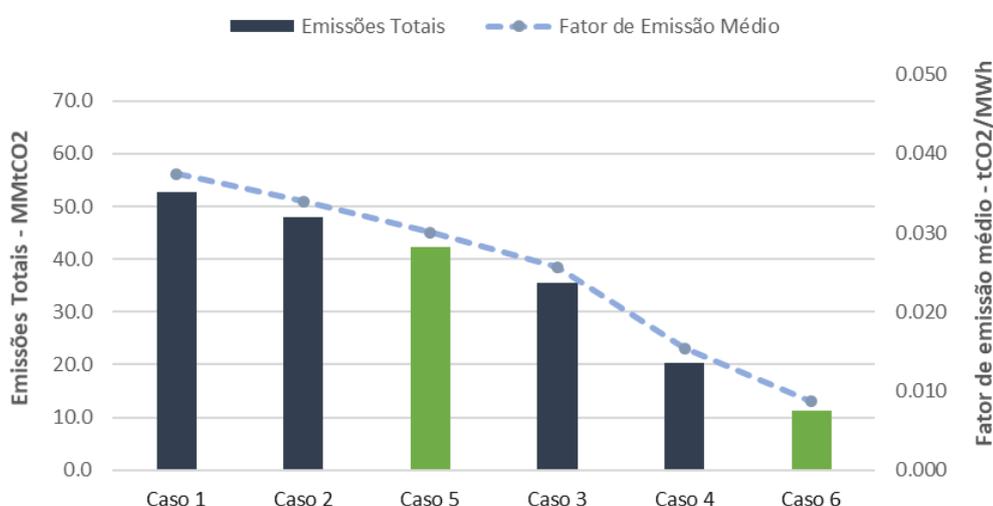


Figura 5.20. Comparativo de emissões para os casos 1 a 6  
Elaboração Própria

Tabela 5 – Resultados de emissões para os casos 1 a 6  
Elaboração Própria

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
Emissões Totais - MMtCO <sub>2</sub>	53	48	36	20	42	11
Fator de Emissão Médio - tCO <sub>2</sub> /MWh	0.037	0.034	0.026	0.015	0.030	0.009
Custo de Mitigação – R\$ / tCO <sub>2</sub>	---	50.6	118.7	256.0	210.5	267.5

## 5.7 ESTUDO DE CASO 7: CERTIFICADOS DE ENERGIA LIMPA

Enquanto a existência de uma penalidade pela emissão de carbono permite impactar diretamente as emissões, uma abordagem alternativa diz respeito a estimular a entrada de geradores renováveis, fornecendo a estes uma renda adicional para sua instalação.

Conforme descrito na seção 3.4, essa abordagem consiste em estabelecer uma meta de geração renovável que deverá ser cumprida de forma obrigatória. Para o caso 7, objetivou-se alcançar uma meta de 97,2% para a geração renovável, porcentagem idêntica a alcançada pelo caso 6. Dessa forma, torna-se possível realizar um comparativo entre os dois mecanismos aqui estudados (precificação de carbono versus certificado de energia limpa) no que tange a custos e emissões totais.

Dado o incentivo puramente às usinas renováveis, a nova restrição incentiva especialmente a fonte solar. Essa tecnologia apresenta uma expansão bem mais expressiva que a obtida anteriormente no caso 6, com um acréscimo de quase 20 GW. Por outro lado, a inexistência de uma penalização direta para as emissões não fornece tantos incentivos para uma instalação mais eficiente para o atendimento à ponta e a reserva quanto nos casos anteriores. Isso acarreta um incremento significativo na expansão da térmica Gás Flexível 2, substituindo a expansão de baterias e da térmica Gás Flexível 3 observada no caso 6. Vale destacar que mesmo no caso 6 a térmica Gás Flexível 2 (menos eficiente mas de custo de investimento mais baixo que a térmica Gás Flexível 3) já tinha uma participação significativa, que se torna ainda mais relevante no caso 7. A Figura 5.21 apresenta o comparativo de expansão dos casos 1, 6 e 7 de forma detalhada.

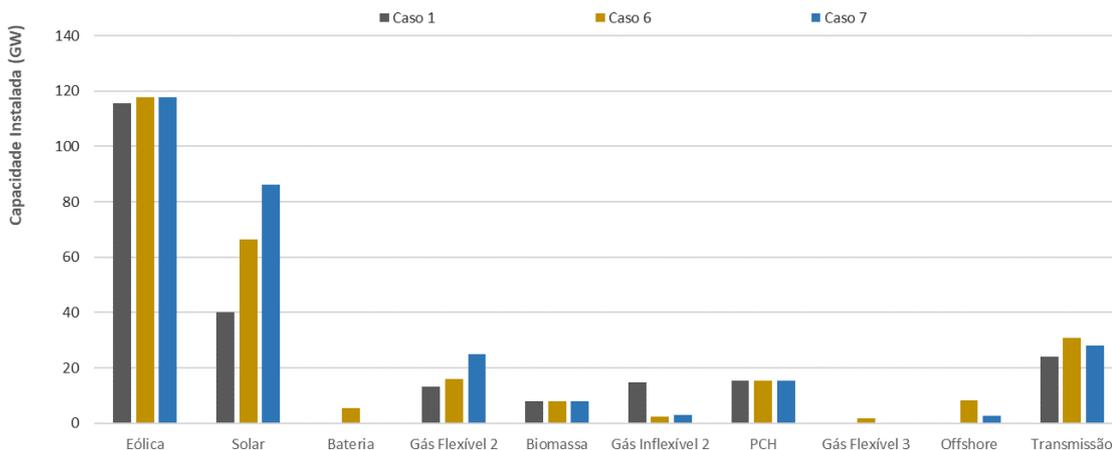


Figura 5.21. Comparativo de Expansão para os casos 1, 6 e 7  
Elaboração Própria

Com a maior participação renovável, aliado a inexistência de uma penalidade pelas emissões, os custos marginais de operação são significativamente reduzidos em comparação com os casos anteriores. Entretanto, ressalta-se uma variabilidade expressiva dos preços ao longo do ano, com os preços do subsistema Nordeste variando entre R\$ 16 / MWh na temporada de ventos e R\$ 150 / MWh no início do ano. Em contrapartida, deve-se lembrar do “custo escondido” referente à entrada forçada das novas usinas, o que representa o custo do certificado de energia limpa. Nessa otimização, o custo do certificado totalizou R\$ 99 / kWmédio / mês a ser pago para cada usina, ou R\$ 135 / MWh. Na prática, como introduzido no capítulo 2, o gerador renovável venderia energia e certificados como produtos separados, sendo a sua remuneração dada pela soma destes dois fluxos de receita. Entretanto, deve-se destacar que este valor não será pago de forma cheia por cada consumidor, dado que o certificado remunera exclusivamente as novas usinas renováveis entrantes no sistema. A Figura 5.22 e a Figura 5.23 apresentam o comparativo dos custos marginais de operação.

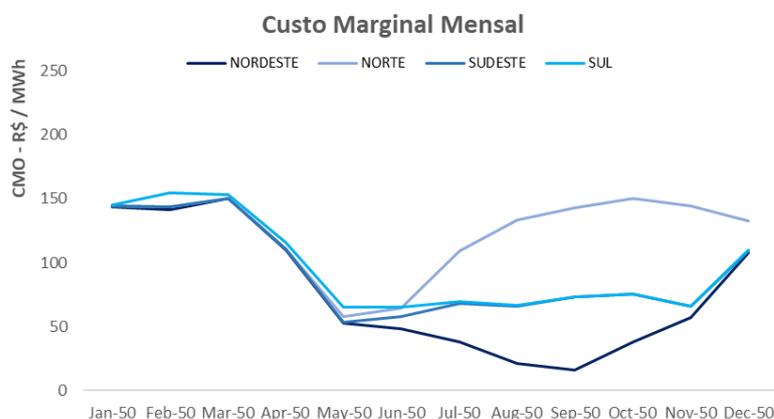


Figura 5.22. Custos Marginais mensais de Operação para o Caso 7  
Elaboração Própria

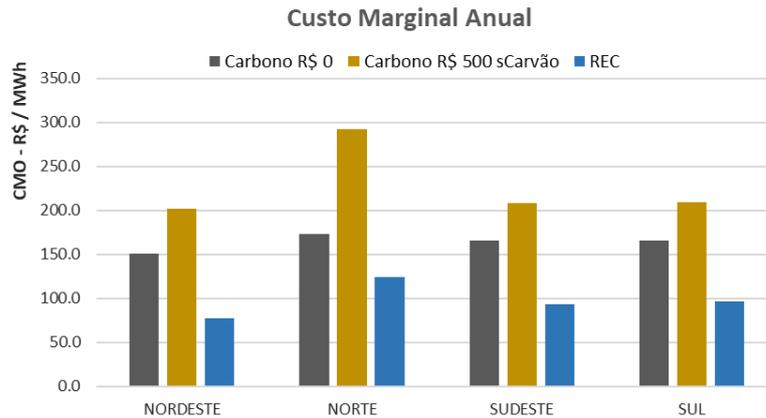


Figura 5.23. Custos Marginais anuais de Operação para os Casos 1, 6 e 7  
Elaboração Própria

Outro fato que merece destaque é o incremento no custo marginal de reserva, novamente no subsistema Nordeste. A maior entrada de usinas em outros subsistemas, especialmente no subsistema Sudeste, diminui a atratividade para a expansão da transmissão acarretando uma diminuição na expansão da transmissão de 3 GW. Ademais, ocorre a diminuição abrupta da expansão de baterias no sistema, que auxiliam no atendimento ao serviço de reserva. A união destes fatores, aliado à ausência de expansão térmica no subsistema Nordeste, acarreta um incremento dos custos a serem pagos neste subsistema para o atendimento à reserva operativa. A Figura 5.24 apresenta o comparativo dos custos marginais de reserva para os casos 1, 6 e 7 de forma detalhada.

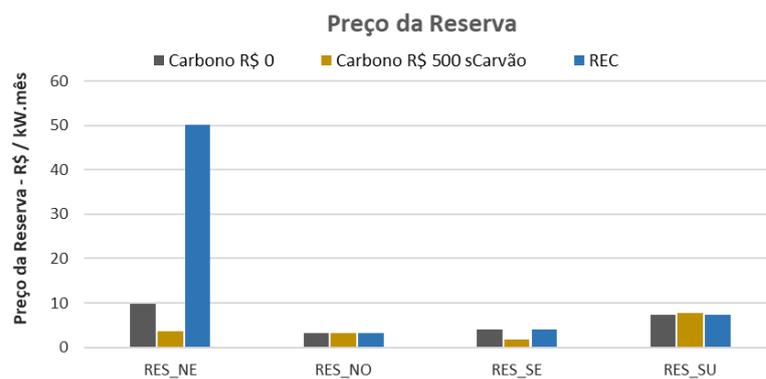


Figura 5.24. Custos Marginais de Reserva para os Casos 1, 6 e 7  
Elaboração Própria

No que tange à geração, alguns destaques também merecem ser feitos. Com o incentivo à geração renovável, usinas fotovoltaicas são intensamente favorecidas por este benefício. Com isso, sua participação na geração também aumenta em relação ao caso 6. Dada sua geração concentrada em poucas horas do dia, a fonte solar capturava preços significativamente mais baixos nos cenários anteriores – ou seja, sua geração ocorre em

momentos de custo marginal de operação baixo, dificultando sua viabilidade financeira. Ademais, dada sua geração ser concentrada em poucas horas do dia, é frequente a ocorrência de vertimento de sua energia, especialmente durante a temporada de ventos. Conseqüentemente, elas se beneficiam muito do mecanismo de certificados representado, que não penaliza o perfil de geração dos geradores fotovoltaicos.

A partir da implementação do mecanismo de energia renovável, onde há uma remuneração por simplesmente adentrar no sistema, a fonte solar diminui sua dependência da receita proveniente da venda de energia, sendo remunerada entregando energia ao sistema ou não. Embora pela ótica do investidor este seja um mecanismo que forneça maior previsibilidade, dado o conhecimento *ex-ante* de quanto a usina irá receber, essa característica também pode constituir um risco pela ótica do consumidor visto que estaria pagando por um serviço que pode não estar sendo utilizado em caso de vertimento.

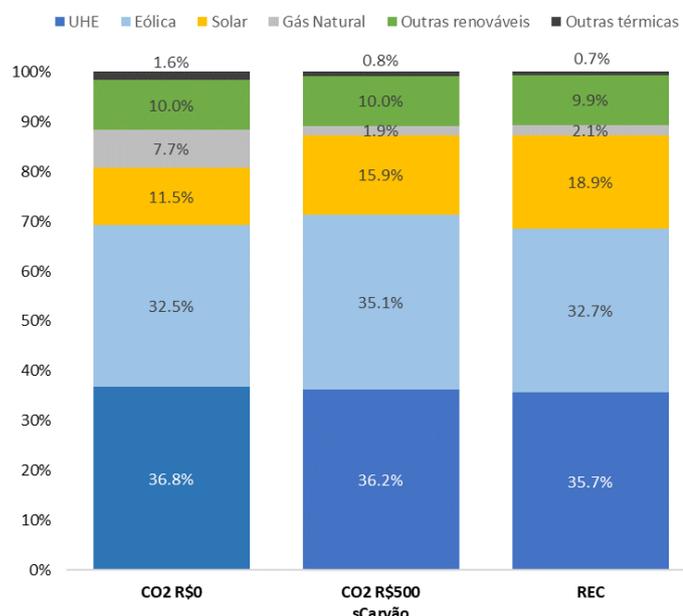


Figura 5.25. Comparativo da Matriz de Geração para os Casos 1, 6 e 7  
Elaboração Própria

A expansão guiada puramente por metas renováveis também é acompanhada por um maior custo total dados os pontos abordados anteriormente, como nota-se na Figura 5.26. Retirando-se o custo devido às emissões de carbono, considerando assim apenas os custos de expansão e de operação, observa-se um incremento de 0,8% nos custos totais.

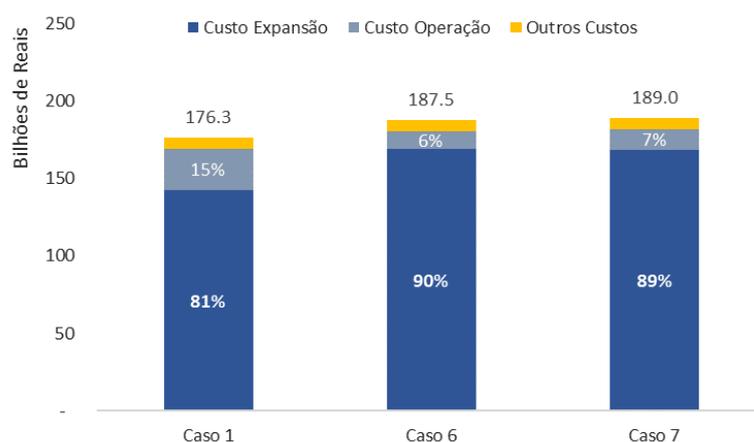


Figura 5.26. Comparativo de custos totais para os casos 1, 6 e 7  
Elaboração Própria

Tabela 6 – Resultados de custos para os casos 1, 6 e 7 (em bilhões de reais)  
Elaboração Própria

	Caso 1	Caso 6	Caso 7
Custo Expansão	142,714	169,292	168,602
Custo Operação	26,565	11,187	13,229
Custo CO2	-	10,459	-
Outros Custos	7,004	7,040	7,127
Custo Total	176,283	197,978	188,958
Custo Total (sem custo CO2)	176,283	187,519	188,958

Por fim, uma expansão guiada por metas de geração renovável permite reduzir de forma significativa as emissões. Entretanto, comparando-se os casos 6 e 7 (Carbono R\$ 500 sCarvão e REC, respectivamente, na figura abaixo), nota-se que o primeiro induz uma redução mais significativa das emissões. Como visto na Figura 5.25, o caso 7 detém uma maior geração a gás natural, além da expansão ser constituída de térmicas menos eficientes no que diz respeito às emissões. Essa combinação de fatores produz um aumento de 1,5 MMtCO<sub>2</sub> nas emissões totais do caso 7 em comparação com o caso 6. A Figura 5.27 apresenta o comparativo final entre as emissões totais para cada caso, tendo o caso 6 com a menor emissão total e o caso 1 com a maior emissão total.

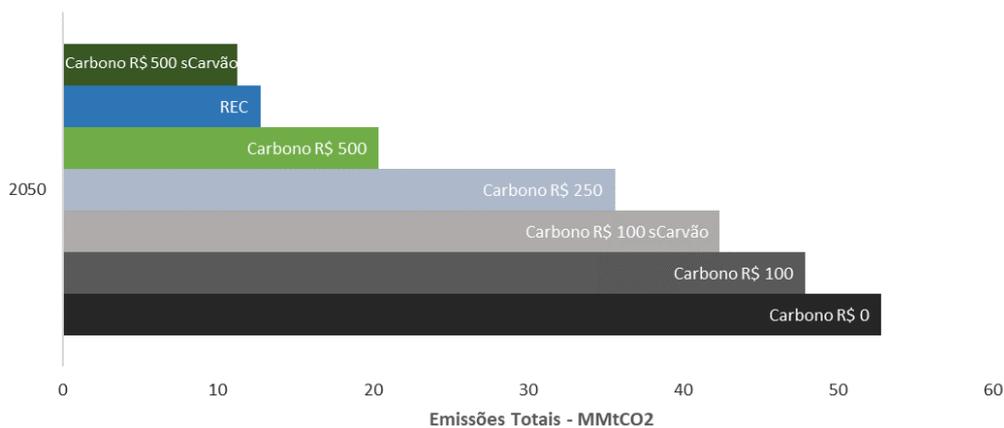


Figura 5.27. Comparativo de emissões para todos os casos  
Elaboração Própria

Na Tabela 7 abaixo, é possível visualizar as emissões totais obtidas em cada caso, assim como os respectivos fatores de emissão médios e os custos de mitigação. Como comentado acima, a utilização de um preço de carbono induz de forma mais significativa a redução das emissões, apesar de serem observadas os mesmos percentuais de geração renovável nos Casos 6 e 7. A maior eficiência do Caso 6 pode também ser visualizada pela comparação do custo de mitigação (R\$ 267,5 / tCO<sub>2</sub>e), significativamente menor que o observado no Caso 7 (R\$ 316,9 / tCO<sub>2</sub>e)

Tabela 7 – Resultados de emissões para os casos 1 a 7  
Elaboração Própria

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
Emissões Totais - MMtCO <sub>2</sub>	53	48	36	20	42	11	13
Fator de Emissão Médio - tCO <sub>2</sub> /MWh	0.037	0.034	0.026	0.015	0.030	0.009	0.009
Custo de Mitigação – R\$ / tCO <sub>2</sub>	---	50.6	118.7	256.0	210.5	267.5	316.9

## 6 CONCLUSÃO

Neste trabalho, objetivou-se avaliar os impactos de uma consideração de créditos ambientais explícitos na expansão e operação do sistema elétrico brasileiro. Para isso, foram comparados dois diferentes mecanismos: (i) precificação do carbono, utilizando diferentes preços de carbono, e (ii) metas de geração renovável. Ademais, foram estimados os impactos para o sistema provocados por inflexibilidades operativas de térmicas existentes.

Pela comparação dos casos iniciais, percebe-se que o aumento do preço de carbono incentiva uma maior penetração da fonte solar, além de reduzir a expansão de térmicas inflexíveis. Este último fator é particularmente interessante dado que térmicas inflexíveis são as que possuem menor custo operativo, entretanto podem gerar emissões desnecessárias para o atendimento à demanda, que pode ser mais bem atendida por usinas renováveis.

Conforme o preço do carbono aumenta, é possível notar como novas tecnologias se tornam viáveis, como baterias, eólicas *offshore* ou até mesmo térmicas a gás mais eficientes. Observa-se também que, a fim de permitir a maior penetração de fontes renováveis, a necessidade de expansão na transmissão é enfatizada, permitindo o escoamento dessa energia.

Além de alterar características da expansão do sistema, o aumento do custo de emissão de carbono possui um impacto relevante em suas características operativas. Conforme o custo de emissão do carbono aumenta, nota-se um incremento significativo do custo das emissões para o sistema, em contrapartida diminuindo os custos operativos dado o maior uso de renováveis. Ainda sobre a operação, pode-se perceber que a manutenção forçada de usinas consideradas obsoletas e/ou poluentes gera fortes externalidades negativas ao sistema. Como se observou, mesmo uma pequena geração de energia via térmicas a carvão pode contribuir com significativas parcelas de emissões. Em caso de uma manutenção forçada dessas usinas no sistema, grande parte do esforço para redução das emissões pode ser desperdiçado.

Este aspecto fica evidente na comparação entre os casos com e sem as usinas descomissionadas de maneira forçada, onde observa-se uma significativa redução das emissões totais ao se descomissionar tais usinas. Além disso, percebe-se que, para o caso de um custo de carbono de R\$ 500 / tCO<sub>2</sub>, a retirada dessas usinas permitiria uma expansão até mesmo menos custosa, devido os menores gastos com emissões e o menor custo operativo devido às novas usinas renováveis entrantes.

O impacto da transmissão merece destaque especialmente ao se observar mais atentamente os impactos no subsistema Norte. Dadas as características próprias desse subsistema, como dificuldades socioambientais para construção de novas usinas hidrelétricas e reforços na transmissão, a expansão da geração neste subsistema é guiada especialmente

por usinas térmicas. Entretanto, conforme os preços de carbono aumentam, os custos marginais de operação neste subsistema também aumentam de forma significativa. O gargalo na transmissão impede que o subsistema importe energia dos demais, o que tornaria o custo operativo para o Norte menos custoso. Esta particularidade da expansão chama a atenção para a necessidade de cuidados especiais para que, embora um custo de carbono seja eficiente para a redução das emissões, este não acarrete em penalidades excessivas para alguns subsistemas.

A comparação entre os casos 6 e 7 merece atenção. Embora ambos possuam uma geração renovável igual a 97,2% da geração total, o mecanismo de certificado de energia limpa produz uma redução de emissões menos eficiente que o mecanismo de precificação de carbono explícita, dado que o caso 7 agrega maiores custos totais com uma redução de emissão menor. Essa característica se justifica por dois fatores principais: (i) no caso 7, se utiliza o fator de capacidade renovável como certificado de energia limpa, possibilitando que eventuais vertimentos constituam uma receita adicional para as renováveis (*windfall profits*), incentivando a construção dessas usinas mesmo que não efetivamente injetem energia no sistema, e (ii) dado a inexistência de penalização para a geração térmica, há uma substituição de baterias e térmicas eficientes por usinas a gás natural ineficientes, aumentando conseqüentemente as emissões. Evidentemente, parte destas limitações poderiam ser contornadas com um mecanismo de certificados de energia limpa mais cuidadoso, que não premie os geradores por energia limpa “vertida”. Entretanto, os geradores seriam fortemente incentivados a assegurar que suas próprias usinas não sejam alvo de vertimento, o que pode levar a contestações das decisões do operador e outras dificuldades.

Baseado nos resultados e discussões realizadas acima, pode-se inferir que a utilização de um mecanismo ambiental explícito possui relevantes impactos na expansão e simulação no setor elétrico brasileiro. Com relação às emissões, ambos os mecanismos aqui estudados induzem uma redução significativa quando estipuladas metas agressivas.

Comparando-se os mecanismos, o instrumento de penalização das emissões de carbono induz uma redução mais significativa das emissões, além de possuir um menor custo. Por outro lado, este mecanismo induz acentuados aumentos nos preços de energia, com destaque para o subsistema Norte, o que pode gerar uma imagem pública negativa quanto à adoção deste mecanismo. Quanto aos certificados de energia limpa, embora resultem em uma política mais custosa e menos eficiente quanto às emissões, induzem preços de energia significativamente mais baixos. No entanto, vale lembrar que neste tipo de mecanismo o consumidor precisaria pagar por certificados de energia limpa para respaldar o seu consumo separadamente dos preços da energia, de modo que não é claro qual mecanismo resultaria em custos mais baixos para o consumidor e, portanto, maior receptividade à sua adoção como política pública.

Por fim, neste trabalho se tornou evidente a problemática das usinas a carvão e a diesel, que embora pouco representativas quanto às emissões geram uma quantidade significativa de emissões. Dada sua importância para as comunidades em que se situam, seu descomissionamento deve ser bem discutido com a sociedade, porém mantendo em mente o impacto significativo dessas usinas nas emissões do setor elétrico.

Em relação a trabalhos futuros, recomenda-se aprofundar aos mecanismos aqui apresentados, como o impacto de se considerar as emissões do ciclo de vida da usina ao invés de apenas em sua fase de operação. Esta consideração pode gerar impactos significativos especialmente nas usinas renováveis e baterias, dado que não emitem durante a operação, mas podem gerar impactos ambientais não desprezíveis em sua fase construtiva e de descomissionamento. Ainda no âmbito ambiental, recomenda-se avaliar também o impacto de restrições de uso de água ou de uma precificação explícita desse recurso, fator que pode impactar severamente a utilização de hidrelétricas, assim como de termoelétricas.

Quanto aos candidatos, recomenda-se estudar a utilização de novas tecnologias, como usinas heliotérmicas, usinas reversíveis e a adoção de hidrogênio no setor elétrico, com a geração de hidrogênio verde e posterior uso em térmicas movidas a este combustível. Por fim, quanto à regulação, um passo adicional seria avaliar a inclusão de requisitos adicionais explícitos de lastro (como lastro de energia e/ou de potência) durante a expansão do sistema, além do requisito de reserva considerado neste estudo.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AMATO, F. **Nível dos reservatórios de Sudeste e Centro-Oeste em maio é o mais baixo para o mês desde 2001**. 2021. G1. . Acesso em: 3 jun. 2021.
- ANEEL. **Resultados dos Leilões de Geração no Ambiente Regulado**. 12 out. 2021a. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiYmMzN2Y0NGMtYjEyNy00OTNlLWI1YzctZjI0ZTUwMDg5ODE3liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYjYtYjYtNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>. Acesso em: 14 dez. 2021.
- ANEEL. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL**. 2021b. ANEEL. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNjc4OGYyYjYtYjYtYjYtNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>. Acesso em: 2 jun. 2021.
- CALIFORNIA STATE SENATE. **Senate Bill No. 100**. . Estados Unidos da América, [s.n.]. Disponível em: [https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billNavClient.xhtml?bill\\_id=201720180SB100](https://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billNavClient.xhtml?bill_id=201720180SB100). , 2018
- CHRISTOPHER HELMAN. **Energy Crisis 2021: How Bad Is It, And How Long Will It Last?** 14 dez. 2021. Disponível em: <https://www.forbes.com/sites/christopherhelman/2021/10/19/energy-crisis-2021-how-bad-is-it-and-how-long-will-it-last/?sh=9c774814c630>. Acesso em: 13 dez. 2021.
- COFECCE. "Transición hacia mercados competidos de energía: Los Certificados de Energías Limpias en la industria eléctrica mexicana", 2021. .
- COMISSÃO EUROPEIA. "Regulamento do parlamento europeu e do conselho que estabelece o quadro para alcançar a neutralidade climática e que altera o Regulamento (UE) 2018/1999 (Lei Europeia do Clima)", v. 0036, p. 1–27, 2020. .
- CONFEA. **RESOLUÇÃO Nº 218, DE 29 DE JUNHO DE 1973**. . [S.l: s.n.], 1973
- CONSELHO EUROPEU. **Pacto Ecológico Europeu**. 2022. 2022. Disponível em: <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/green-deal/>. Acesso em: 3 jan. 2022.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **PRECIFICAÇÃO DE CARBONO: RISCOS E OPORTUNIDADES PARA O BRASIL**. . [S.l: s.n.], 2020.
- ENERGY & CLIMATE INTELLIGENCE UNIT. **Net Zero Tracker**. 2021. Disponível em: <https://eciu.net/netzerotracker>.
- ENERGYSAGE. **States with 100 percent renewable and clean energy targets**. 2020. Disponível em: <https://news.energysage.com/states-with-100-renewable-targets/>. Acesso em: 2 jun. 2021.
- EPE. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030: Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão**. . [S.l: s.n.], 2021.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**. . [S.l: s.n.], 2020.

EPE. **Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050**. . [S.l: s.n.], 2018. Disponível em: [www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br).

EUROPEAN COMMISSION. "EU ETS Handbook", **Climate Action**, p. 138, 2015. Disponível em: [http://ec.europa.eu/clima/publications/docs/ets\\_handbook\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/clima/publications/docs/ets_handbook_en.pdf).

EUROPEAN COMMISSION. "The EU Emissions Trading System (EU ETS)", **Climate Action**, n. July, p. 6, 2016. Disponível em: <http://saipull.blogspot.com/2015/10/model-model-motivasi.html>.

FERREIRA, R. S., CARVALHO, M. R. M., PEREZ, R. C., *et al.* "REPRESENTAÇÃO DETALHADA DA REDE BÁSICA DE TRANSMISSÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL EM ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ELETRO-ENERGÉTICA DE LONGO E MÉDIO PRAZO: AVALIAÇÃO DO CONGESTIONAMENTO DA TRANSMISSÃO E DA DISPERSÃO ESPACIAL DE CUSTOS MARGINAIS ENTRE BARRAS DAS REGIÕES ELÉTRICAS". 2011. **Anais [...]** Florianópolis, [s.n.], 2011.

FINANCIAL TIMES. **Record EU carbon price boosts clean fuel economics**. 14 dez. 2021. Disponível em: <https://www.ft.com/content/c64c5154-9114-406f-bb66-0598a60013eb>. Acesso em: 13 dez. 2021.

FRIEDLINGSTEIN, P., O'SULLIVAN, M., JONES, M. W., *et al.* "Global Carbon Budget 2020", **Earth System Science Data**, v. 12, n. 4, p. 3269–3340, 11 dez. 2020. DOI: 10.5194/essd-12-3269-2020. Disponível em: <https://essd.copernicus.org/articles/12/3269/2020/>.

GLOBAL CARBON PROJECT. "Supplemental data of Global Carbon Budget 2020", **Global Carbon Project**, 2020. DOI: 10.18160/gcp-2020. .

GUIMARÃES, L. dos S. "O CUSTO NIVELADO DA ELETRICIDADE E SEU IMPACTO NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA", 2019. .

IEA. "World Energy Outlook 2020", **IEA**, 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>.

INSTITUTO ESCOLHAS. **SETOR ELÉTRICO: COMO PRECIFICAR A ÁGUA EM UM CENÁRIO DE ESCASSEZ**. . São Paulo, [s.n.], 2019.

INSTITUTO TOTUM. "BENCHMARKING I-REC E REC BRAZIL", 2020. Disponível em: [https://www.recbrazil.com.br/images/abeolica/documentos/Benchmarking\\_2020.pdf](https://www.recbrazil.com.br/images/abeolica/documentos/Benchmarking_2020.pdf).

INTERNATIONAL CARBON ACTION PARTNERSHIP (ICAP). "EU Emissions Trading System (EU ETS)", **International Carbon Action Partnership**, n. September, p. 1–6, 2021. .

INVESTIGATE EUROPE. **EU Emissions Trading Scheme Explained**. 2020. Investigate Europe. Disponível em: <https://www.investigate-europe.eu/en/2020/eu-emissions-trading-scheme-explained/>. Acesso em: 2 jun. 2021.

IRENA. **Energy Transition**. 2021. Disponível em: <https://www.irena.org/energytransition>. Acesso em: 2 jun. 2021.

IRENA. **Power System Flexibility for the Energy Transition, Part 1: Overview for policy makers**. . [S.l: s.n.], 2018.

KLEIN, D., CARAZO, M. P., DOELLE, M., *et al.* **The Paris Agreement on Climate Change: Analysis and Commentary**. [S.l.], Oxford University Press, 2017.

MÉXICO. **Mercado de Certificados de Energías Limpias**. . [S.l: s.n.], 2015

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Plano Nacional de Energia - 2050**. . [S.l: s.n.], 2020a. Disponível em: [www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br).

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Plano Nacional de Energia 2050 - Anexo**. . [S.l: s.n.], 2020b.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Nacional de Energia 2050**. . [S.l: s.n.], 2020.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Renovabio é sucesso em 2020 e traz novas perspectivas para o mercado de biocombustíveis em 2021**. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/renovabio-e-sucesso-em-2020-e-traz-novas-perspectivas-para-o-mercado-de-biocombustiveis-em-2021>. Acesso em: 12 fev. 2022.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. **Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC)**. 2022. Disponível em: <https://antigo.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas.html>. Acesso em: 3 jan. 2022.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. **Glossário**. 2016. Disponível em: <http://redd.mma.gov.br/pt/pub-apresentacoes/itemlist/category/18-glossario>. Acesso em: 12 fev. 2022.

MINISTRY OF BUSINESS, I. & E. **National Policy Statement for Renewable Electricity Generation**. . [S.l: s.n.]. Disponível em: <https://environment.govt.nz/acts-and-regulations/national-policy-statements/national-policy-statement-for-renewable-electricity-generation/>. , 2011

MORAIS, W. **Aplicação de um Modelo de Expansão da Geração Considerando o Requisito de Reserva Probabilística Dinâmica no Sistema Elétrico Mexicano**. 2018. 2018.

MORAIS, W. S., PEREZ, R. C., SOARES, A. "APLICACIÓN DE UN MODELO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN CONSIDERANDO EL REQUERIMIENTO DE RESERVA PROBABILÍSTICA DINÁMICA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO". 2019. **Anais [...]** [S.l: s.n.], 2019.

NATIONAL INFRASTRUCTURE COMMISSION. **Falling cost of renewables strengthens case for accelerating deployment**. 2020. National Infrastructure Commission. Disponível em: <https://nic.org.uk/news/falling-cost-of-renewables-strengthens-case-for-accelerating-deployment/>. Acesso em: 2 jun. 2021.

ONS. **Histórico da Operação - Geração de Energia**. 13 dez. 2021a. Disponível em: [http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao\\_energia.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx). Acesso em: 12 dez. 2021.

ONS. **Mapa Sistema de Transmissão - Horizonte 2024**. 2021b. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>. Acesso em: 13 dez. 2021.

ONS. **O sistema em números**. 14 dez. 2021c. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 13 dez. 2021.

ONS. **Histórico da Operação – Carga de Energia**. 12 fev. 2022. Disponível em: [http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga\\_energia.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx). Acesso em: 12 fev. 2022.

OUR WORLD IN DATA. **Global CO2 emissions**. [S.d.]. Our World in Data based on Global Carbon Project. Disponível em: <https://ourworldindata.org/co2-emissions>. Acesso em: 2 jun. 2021.

PEREZ, R. C., BINATO, S., OKAMURA, L., *et al.* "DETERMINACIÓN DEL PLAN ÓPTIMO DE EXPANSIÓN DE CADA PAÍS Y EVALUACIÓN DE INTERCONEXIÓN ENERGÉTICA REGIONAL CONTEMPLANDO ALTA PENETRACIÓN DE FUENTES RENOVABLES". 2019. **Anais [...]** [S.l: s.n.], 2019.

PFENNINGER, S., STAFFELL, I. "Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data", **Energy**, v. 114, nov. 2016. DOI: 10.1016/j.energy.2016.08.060. .

PINANEZ, M., JOSE, M. **Multicriteria generation and transmission expansion planning in Paraguay**. 2017. 2017.

PROGRAMA REC BRAZIL. **Certificações**. [S.d.]. Disponível em: <https://www.recbrazil.com.br/certificacoes.html>. Acesso em: 10 jun. 2021.

PSR. **OptGen**. . [S.l: s.n.]. Disponível em: <https://www.psr-inc.com/software/?current=p4038>. , 2021a

PSR. **Time Series Lab - Non-conventional renewable resource modeling tool**. 3 jan. 2021b. Disponível em: <http://www.psr-inc.com/software-en/?current=p13874>. Acesso em: 2 jan. 2022.

RESENDE, M., V D ARANHA, A. S., KELMAN, R., *et al.* **An Integrated Planning Framework for the Peruvian Energy Sector**. , nº hal-03172708. [S.l: s.n.], mar. 2021. Disponível em: <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-03172708/document>. Acesso em: 2 jan. 2022.

SANDBAG. **Tracking the European Union Emissions Trading System carbon market price day-by-day**. 2021. Disponível em: <https://sandbag.be/index.php/carbon-price-viewer/>. Acesso em: 10 jun. 2021.

SIQUEIRA, F. B. **CONFLITOS DE USOS MÚLTIPLOS DOS RECURSOS HÍDRICOS E RESERVATÓRIOS HIDRELÉTRICOS NO BRASIL**. 2021. 2021.

STAFFELL, I., PFENNINGER, S. "Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output", **Energy**, v. 114, nov. 2016. DOI: 10.1016/j.energy.2016.08.068. .

THOME, F., PEREZ, R. C., OKAMURA, L., *et al.* "Stochastic Multistage Co-optimization of Generation and Transmission Expansion Planning", 3 out. 2019. .

TOLMASQUIM, M. T. **INTEGRAÇÃO DAS FONTES RENOVÁVEIS INTERMITENTES NA AMÉRICA LATINA**. . [S.l: s.n.], 2017. Disponível em: <http://scioteca.caf.com>.

UNFCCC. **Acordo de Paris**. . [S.l: s.n.], 2022. Disponível em: [https://unfccc.int/sites/default/files/english\\_paris\\_agreement.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf). Acesso em: 3 jan. 2022.

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE. **¿Qué es el Acuerdo de París?** 13 dez. 2021. Disponível em: <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/que-es-el-acuerdo-de-paris>. Acesso em: 12 dez. 2021.

UNITED NATIONS TREATY COLLECTION. **Status of Treaties**. 13 dez. 2021. Disponível em: [https://treaties.un.org/Pages/ViewDetails.aspx?src=TREATY&mtdsg\\_no=XXVII-7-d&chapter=27&clang=\\_en#4](https://treaties.un.org/Pages/ViewDetails.aspx?src=TREATY&mtdsg_no=XXVII-7-d&chapter=27&clang=_en#4). Acesso em: 12 dez. 2021.

## ANEXO A – PREMISSAS DE EXPANSÃO

Tabela 8 - Premissas financeiras para expansão da transmissão  
(Adaptado de EPE, 2021; MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2020)

Interconexão	Vida Útil (anos)	Investimento (R\$/kW)	O&M (R\$/kW/mês)
Itaipu - Ivaiporã	25	800	8.67
Nordeste - Imperatriz	25	1400	15.17
Norte - Imperatriz	25	1400	15.17
Sudeste - Imperatriz	25	1800	19.50
Sudeste - Ivaiporã	25	800	8.67
Sudeste - Nordeste	25	1400	15.17
Sudeste - Sul	25	800	8.67
Sul - Ivaiporã	25	800	8.67

Tabela 9 - Premissas financeiras para expansão de renováveis e baterias  
(Adaptado de EPE, 2021; MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2020)

Tecnologia	Vida Útil (anos)	Investimento (R\$/kW)	O&M (R\$/kW/ano)	Tempo Reembolso (meses)
Baterias - Armazenamento de 3h	20	7350	380	12
Biomassa Nordeste	20	6000	370	36
Biomassa Sudeste	20	4000	280	24
Eólica Onshore	20	4185	270	24
Eólica Offshore	20	9310	822	36
Fotovoltaica	20	3080	190	12
PCH	30	7500	320	30
PCH Norte	30	10000	390	30
Gás Flexível 1	20	3400	470	24
Gás Flexível 2	20	3485	410	36
Gás Flexível 3	20	4100	410	36
Gás Inflexível 1	20	4100	410	36
Gás Inflexível 2	20	4650	430	36
Nuclear	30	24500	1230	40

Tabela 10 - Premissas operativas para candidatas a gás natural  
(Adaptado de EPE, 2021; MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2020)

Tecnologia	Preço Gás (\$/MMBTU)	Eficiência (MMBTU/MWh)	Custo Operativo (R\$/MWh)	Coefficiente Emissão (tCO <sub>2</sub> / MWh)
Gás Flexível 1	8.5	8.5	453.9	0.451
Gás Flexível 2	7.48	7.2	348.1	0.382
Gás Flexível 3	7.48	6.6	322.3	0.350
Gás Inflexível 1	6.63	6.6	290.1	0.350
Gás Inflexível 2	4	6.9	197.2	0.366

Tabela 11 - Premissas de potencial renovável  
(ANEEL, 2021a, EPE, 2018, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2020b)

Tecnologia	Potencial Total para 2050 (MW)
Eólica Onshore	117730
Solar	135000
Biomassa	8000
PCH NO	1000
PCH SE	9600
PCH SU	4700

## ANEXO B – RESULTADOS EM TABELAS

Tabela 12 - Resultados de expansão para todos os casos (em MW)

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
Eólica	115,555	116,435	117,730	117,730	116,567	117,730	117,730
Solar	39,978	45,652	56,766	65,076	45,935	66,293	86,055
Bateria	0	10	964	5,142	7	5,593	280
Gás Flexível 2	13,304	15,304	18,177	15,123	15,607	15,863	24,836
Biomassa	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000
Gás Inflexível 2	14,705	12,549	8,644	1,929	13,835	2,423	3,044
PCH	15,300	15,300	15,300	15,300	15,300	15,300	15,300
Gás Flexível 3	0	0	0	2,318	0	1,627	0
Offshore	0	0	0	6,623	0	8,118	2,773
Transmissão	23,866	24,390	27,315	30,995	24,367	30,973	28,028

Tabela 13 - Resultados de custos para todos os casos (em bilhões de reais)

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
Custo Expansão	142,714	145,209	151,251	165,411	146,719	169,292	168,602
Custo Operação	26,565	24,223	19,962	12,286	24,774	11,187	13,229
Custo CO2	-	5,624	11,468	14,731	4,903	10,459	-
Outros Custos	7,004	7,104	7,088	7,035	7,106	7,040	7,127
Custo Total	176,283	182,160	189,769	199,463	183,502	197,978	188,958

Tabela 14 - Resultados de geração para todos os casos (em % da geração total)

	UHE	Solar	Eólica	Gás Natural	Outras renováveis	Outras térmicas
Caso 1	36.8%	11.5%	32.5%	7.7%	10.0%	1.6%
Caso 2	36.5%	12.5%	32.5%	6.9%	10.0%	1.6%
Caso 3	36.4%	14.2%	32.9%	4.9%	10.0%	1.5%
Caso 4	36.2%	15.7%	34.6%	2.2%	9.9%	1.5%
Caso 5	36.3%	12.6%	32.6%	7.5%	10.0%	1.0%
Caso 6	36.2%	15.9%	35.1%	1.9%	10.0%	0.8%
Caso 7	35.7%	18.9%	32.7%	2.1%	9.9%	0.7%

Tabela 15 - Resultados de custo marginal de reserva (em R\$/kW.mês)

	RES_NE	RES_NO	RES_SE	RES_SU
Caso 1	9.9	3.1	4.0	7.4
Caso 2	63.5	3.1	4.0	7.6
Caso 3	31.7	3.1	4.0	7.8
Caso 4	5.4	3.1	1.5	7.6
Caso 5	71.4	3.1	4.0	7.6
Caso 6	3.6	3.1	1.8	7.6
Caso 7	50.2	3.1	4.1	7.4

Tabela 16 - Resultados de custo marginal de demanda (em R\$/MWh)

	NORDESTE	NORTE	SUDESTE	SUL
Caso 1	150.5	172.7	165.9	165.6
Caso 2	187.5	214.2	206.2	206.1
Caso 3	202.2	232.3	213.4	214.5
Caso 4	192.4	278.7	198.5	199.5
Caso 5	186.2	217.9	207.5	207.6
Caso 6	201.6	292.0	208.6	209.5
Caso 7	77.0	123.7	93.3	96.7