



# ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM SISTEMA HÍBRIDO DE GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA-SOLAR FOTOVOLTAICA

Maria Eduarda Teixeira da Costa Cruz

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Rio de Janeiro  
Novembro de 2022

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM SISTEMA  
HÍBRIDO DE GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA-SOLAR FOTOVOLTAICA

Maria Eduarda Teixeira da Costa Cruz

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO  
ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE  
ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO  
PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU  
DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Aprovada por: Prof. Glauco Nery Taranto  
Prof. Mauricio Tiomno Tolmasquim

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL  
NOVEMBRO DE 2022

Teixeira da Costa Cruz, Maria Eduarda

Análise de Viabilidade Técnico-Econômica de um Sistema Híbrido de Geração de Energia Eólica-Solar Fotovoltaica/Maria Eduarda Teixeira da Costa Cruz. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2022.

XIX, 95 p.: il.; 29, 7cm.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica, 2022.

Referências Bibliográficas: p. 88 – 95.

1. Sistemas Híbridos. 2. Viabilidade Técnico-Econômica. 3. Complementaridade. I. Mosqueira Falcão, Djalma. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

*Se podes?, disse Jesus. Tudo é  
possível àquele que crê.*

*Marcos 9:23*

# Agradecimentos

Primeiramente gostaria de agradecer a Deus.

Agradeço ao meu orientador Professor Djalma M. Falcão por aceitar conduzir o meu trabalho de pesquisa.

Aos Professores Glauco N. Taranto e Mauricio T. Tolmasquim pelo interesse e disponibilidade.

À todos os meus professores da COPPE que tive a sorte de encontrar durante meu tempo de permanência no Mestrado.

À UFRJ pela excelência da qualidade técnica de cada um.

Aos meus pais, Ana Paula e Eduardo, e aos meus irmãos, Breno, João e Natalia que sempre estiveram ao meu lado me apoiando ao longo de toda a minha trajetória.

Ao meu marido, Alan Sampaio, pela compreensão e paciência demonstrada durante o período do projeto.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

## ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM SISTEMA HÍBRIDO DE GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA-SOLAR FOTOVOLTAICA

Maria Eduarda Teixeira da Costa Cruz

Novembro/2022

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Programa: Engenharia Elétrica

No contexto atual de desenvolvimento de projetos renováveis, onde em função da lei 14.120/2021 ocorreu a extinção de incentivos tarifários aos projetos renováveis, fica ainda mais evidenciado a necessidade de utilização mais eficiente dos recursos elétricos e energéticos existentes no Brasil. Com esse objetivo, as usinas híbridas/associadas ganham força, pois após a publicação oficial da REN 954/2021 se torna possível a contratação compartilhada do uso do sistema de transmissão onde o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) pode ser otimizado, reduzindo os encargos fixos com a transmissão e viabilizando o desenvolvimento de novos projetos. Além disso, a hibridização/associação entre determinadas fontes possibilita a redução da ociosidade e otimização do sistema de transmissão existente. Dessa forma, apresenta-se nesta dissertação, uma metodologia para a verificação da melhor localidade para desenvolvimento de projetos associados/híbridos de geração de energia eólica e solar, considerando os potenciais de geração de ambas as fontes, tendo em conta a presença de concorrência avaliada pelo grau de maturidade de desenvolvimentos de projetos nas áreas de interesse analisadas, a viabilidade de escoamento utilizando o software ANAREDE e a complementariedade entre as fontes a partir dos dados energéticos disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). A dissertação também conta com uma análise do estado de arte internacional de projetos híbridos, bem como expõe os principais benefícios e desafios da geração híbrida/associada. Também é realizado um levantamento do panorama nacional de desenvolvimento de projetos híbridos e o contexto regulatório em que se encontra. Esse trabalho também realiza uma análise da composição ótima dos projetos, onde são analisados diversos cenários de composição de projetos e uma análise comparativa entre o cálculo do Encargo de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) das usinas

híbridas/associadas. Na análise considera-se a complementariedade entre as fontes eólica-solar, com contratação do uso do sistema de transmissão com MUST otimizado. Os resultados desta dissertação apresentam uma importante metodologia para a definição da melhor localização para desenvolvimento de projetos híbridos. Além disso, as análises realizadas evidenciam que os resultados são variáveis a depender da localização do projeto, da disponibilidade de dados para análise, do horizonte de análise de entrada em operação do empreendimento e dos valores de venda de energia e tarifa de uso do sistema, agregando grande complexidade e robustez nas análises realizadas.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

ANALYSIS OF THE TECHNICAL-ECONOMIC FEASIBILITY OF A HYBRID  
(WIND-SOLAR) ENERGY SYSTEM

Maria Eduarda Teixeira da Costa Cruz

November/2022

Advisor: Djalma Mosqueira Falcão

Department: Electrical Engineering

In the current context of the development of renewable projects, where according to law 14.120/2021, tariff incentives for renewable projects were extinguished, the need for more efficient use of existing electrical and energy resources in Brazil is even more evident. With this objective in mind, hybrid/associated plants gain strength, since after the official publication of REN 954/2021, it becomes possible to contract shared use of the transmission system where Amount for Use of the Transmission System (MUST) can be optimized, reducing fixed transmission charges and enabling the development of new projects. In addition, hybridization/association between certain sources makes it possible to reduce idleness and optimize the existing transmission system. Thus, this dissertation presents a methodology for verifying the best location for the development of associated/hybrid projects for wind and solar energy generation, considering the generation potentials of both resources, taking into account the presence of evaluated competition. by the degree of maturity of project developments in the areas of interest analyzed, the transmission capacity using the ANAREDE and the complementarity between the resources from the energy data provided by the Energy Research Company (EPE).The dissertation also includes an analysis of the international state of the art of hybrid projects, as well as exposing the main benefits and challenges of the hybrid/associated generation. A survey of the national panorama of development of hybrid projects and the regulatory context in which it is found is also verified. This dissertation also performs an analysis of the optimal composition of projects, where different scenarios of project composition are analyzed and a comparative analysis between the calculation of the use of the transmission system (EUST) of the hybrid/associated plants. The analysis considers the complementarity between the wind-solar sources, contracting

the use of the transmission system with optimized MUST. The results of this dissertation present an important methodology for defining the best location for the development of hybrid projects. In addition, the analyzes carried out show that the results are variable depending on the location of the project, the availability of data for analysis, the horizon of analysis of entry into operation of the enterprise and the values of energy sales and the tariff for use of the system, adding great complexity and robustness to the analyses.

# Sumário

<b>Lista de Figuras</b>	<b>xii</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>xvi</b>
<b>Lista de Abreviaturas</b>	<b>xviii</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>1</b>
1.1 Objetivos . . . . .	4
1.2 Metodologia . . . . .	6
1.3 Estrutura do Trabalho . . . . .	6
<b>2 Fundamentação Teórica</b>	<b>7</b>
2.1 Sistemas Híbridos/Associados de Geração de Energia . . . . .	7
2.2 Experiência de Usinas Híbridas/Associadas no Mundo . . . . .	10
2.2.1 Austrália . . . . .	11
2.2.2 Índia . . . . .	11
2.2.3 Estados Unidos . . . . .	12
2.2.4 China . . . . .	13
2.2.5 Reino Unido . . . . .	13
2.3 Experiência de Usinas Híbridas/Associadas no Brasil . . . . .	14
2.3.1 Evolução dos Aspectos Regulatórios . . . . .	15
2.4 Potencial Energético do Brasil . . . . .	18
2.5 Complementariedade Energética Eólica e Solar Fotovoltaica e Otimização do Sistema de Transmissão . . . . .	20
2.6 Panorama para conexão de geração ao sistema elétrico e sistemática de cálculo de margem de escoamento . . . . .	23
2.7 Encargos de Uso do Sistema de Transmissão . . . . .	25
<b>3 Metodologia</b>	<b>27</b>
3.1 Metodologia para Definição das Áreas de Interesse . . . . .	29
3.1.1 Premissa para definição Áreas de Interesse . . . . .	30
3.2 Metodologia para Análise de Complementariedade . . . . .	31

3.2.1	Análise dos Dados . . . . .	32
3.2.2	Definição do Período Amostral . . . . .	33
3.2.3	Análise da Frequência de Ocorrência . . . . .	34
3.2.4	Análise da Complementariedade . . . . .	34
3.3	Metodologia para Cálculo de Margem de Transmissão . . . . .	35
3.3.1	Premissas para Cálculo de Margem . . . . .	36
3.4	Metodologia para Análise de Concorrência . . . . .	41
3.4.1	Premissas para Análise de Concorrência . . . . .	43
3.5	Metodologia para Definição das Áreas de Interesse Prioritárias . . . . .	45
3.6	Metodologia para Análise do Cálculo do EUST otimizado . . . . .	45
3.6.1	Análise do Percentual de Economia com Transmissão . . . . .	48
3.6.2	Definição das Composições do Projeto . . . . .	49
3.7	Metodologia para Análise de Curtailment . . . . .	49
<b>4</b>	<b>Estudo de Caso</b>	<b>50</b>
4.1	Limitação das Análises . . . . .	50
4.2	Análise dos Dados das Áreas de Interesse . . . . .	51
4.3	Análise de Complementariedade . . . . .	61
4.4	Análise de Margem de Escoamento de Geração . . . . .	67
4.5	Análise de Concorrência . . . . .	71
4.6	Definição das Áreas Prioritárias . . . . .	76
4.7	Análise da Composição Ótima dos Projetos . . . . .	76
4.8	Análise de Curtailment . . . . .	79
<b>5</b>	<b>Conclusão</b>	<b>84</b>
5.1	Trabalhos Futuros . . . . .	86
	<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>88</b>

# Lista de Figuras

1.1	Participação de Renováveis na Matriz Energética na Oferta Interna de Energia (OIE) - Fonte: Adaptado de EPE/BEN 2022 [3] . . . . .	2
1.2	Evolução da Capacidade Instalada Existente e Contratada do Sistema Interligado Nacional - Fonte: EPE/PDE 2031 [4] . . . . .	2
2.1	Tipos de Arranjos - Fonte: Adaptado de EPE [17] . . . . .	9
2.2	Mapeamento da Velocidade Média do Vento em m/s a 100m de altura - Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro [52] . . . . .	18
2.3	Mapeamento do Índice de Irradiação Global Horizontal Médio em Wh/m <sup>2</sup> .dia - Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar [53] . . . . .	19
2.4	Locais Estudados - Fonte: EPE [50] . . . . .	21
2.5	Médias horárias dos recursos eólico e solar para os locais estudados - Fonte: EPE [50] . . . . .	22
2.6	Margem de Escoamento das Subestações do Nordeste para 2026 - Fonte: ONS [57] . . . . .	24
3.1	Fluxograma da Metodologia do Trabalho. Fonte: Elaborado pelo Autor	29
3.2	Resumo da Metodologia para Definição da Área de Interesse. Fonte: Elaborado pelo Autor . . . . .	30
3.3	Resumo da Metodologia para Análise da Complementariedade. Fonte: Elaborado pelo Autor . . . . .	32
3.4	Resumo da Metodologia para Cálculo de Margem de Escoamento. Fonte: Elaborado pelo Autor . . . . .	36
3.5	Esquemático da "Corrida" para garantia de acesso ao sistema de transmissão. Fonte: Elaborado pelo Autor . . . . .	42
3.6	Resumo da Metodologia para Quantificação e Qualificação da Concorrência. Fonte: Elaborado pelo Autor . . . . .	43
3.7	Resumo da Metodologia para Definição da Composição Ótima. Fonte: Elaborado pelo Autor . . . . .	48
3.8	Resumo da Metodologia para Análise de Curtailment. Fonte: Elaborado pelo Autor . . . . .	49

4.1	Frequência de Ocorrência de Potência Nominal da Usina Eólica localizada na Área de Interesse na Bahia (Frequência de Ocorrência de Potência Nominal em Percentual x Horas do dia). Fonte: Elaborado pelo Autor . . . . .	52
4.2	Frequência de Ocorrência de Potência Nominal da Usina Solar localizada na Área de Interesse na Bahia (Frequência de Ocorrência de Potência Nominal em Percentual x Horas do dia). Fonte: Elaborado pelo Autor . . . . .	52
4.3	Comparação entre os gráficos de frequência de ocorrência de potência nominal elaborados. Fonte: Elaborado pelo Autor . . . . .	53
4.4	Frequência de Ocorrência de Potência Nominal da Usina Eólica localizada na Área de Interesse no Piauí (Frequência de Ocorrência de Potência Nominal em Percentual x Horas do dia). Fonte: Elaborado pelo Autor . . . . .	55
4.5	Frequência de Ocorrência de Potência Nominal da Usina Solar localizada na Área de Interesse no Piauí (Frequência de Ocorrência de Potência Nominal em Percentual x Horas do dia). Fonte: Elaborado pelo Autor . . . . .	55
4.6	Comparação entre os gráficos de frequência de ocorrência de potência nominal elaborados. Fonte: Elaborado pelo Autor . . . . .	56
4.7	Frequência de Ocorrência de Potência Nominal da Usina Eólica localizada na Área de Interesse no Ceará (Frequência de Ocorrência de Potência Nominal em Percentual x Horas do dia). Fonte: Elaborado pelo Autor . . . . .	57
4.8	Frequência de Ocorrência de Potência Nominal da Usina Solar localizada na Área de Interesse no Ceará (Frequência de Ocorrência de Potência Nominal em Percentual x Horas do dia). Fonte: Elaborado pelo Autor . . . . .	58
4.9	Comparação entre os gráficos de frequência de ocorrência de potência nominal elaborados. Fonte: Elaborado pelo Autor . . . . .	59
4.10	Frequência de Ocorrência de Potência Nominal da Usina Eólica localizada na Área de Interesse no Rio Grande do Norte (Frequência de Ocorrência de Potência Nominal em Percentual x Horas do dia). Fonte: Elaborado pelo Autor . . . . .	59
4.11	Frequência de Ocorrência de Potência Nominal da Usina Solar localizada na Área de Interesse no Rio Grande do Norte (Frequência de Ocorrência de Potência Nominal em Percentual x Horas do dia). Fonte: Elaborado pelo Autor . . . . .	60

4.12	Comparação entre os gráficos de frequência de ocorrência de potência nominal elaborados. Fonte: Elaborado pelo Autor . . . . .	60
4.13	Gráfico de Complementariedade da geração eólica solar e híbrida da área de interesse na Bahia (Geração em p.u.x Horas do dia). Fonte: Elaborado pelo Autor . . . . .	62
4.14	Gráfico de Complementariedade da geração eólica solar e híbrida da área de interesse no Piauí (Geração em p.u.x Horas do dia). Fonte: Elaborado pelo Autor . . . . .	63
4.15	Gráfico de Complementariedade da geração eólica solar e híbrida da área de interesse no Ceará (Geração em p.u.x Horas do dia). Fonte: Elaborado pelo Autor . . . . .	64
4.16	Gráfico de Complementariedade da geração eólica solar e híbrida da área de interesse no Rio Grande do Norte (Geração em p.u.x Horas do dia) . . . . .	65
4.17	Correlação Gráfica das áreas de interesse da geração eólica e solar mensal . . . . .	66
4.18	Mapeamento de Concorrência para um raio de 100 km do Barramento Candidato Igaporã III. Fonte: SIGEL[69] . . . . .	71
4.19	Maturidade dos projetos para um raio de 100 km do Barramento Candidato Igaporã III. Fonte: Adaptado de [68][70] . . . . .	72
4.20	Mapeamento de Concorrência para um raio de 100 km do Barramento Candidato São João do Piauí. Fonte: SIGEL[69] . . . . .	72
4.21	Maturidade dos projetos para um raio de 100 km do Barramento Candidato São João do Piauí. Fonte: Adaptado de [68][70] . . . . .	73
4.22	Mapeamento de Concorrência para um raio de 100 km do Barramento Candidato Jaguaruana II. Fonte: SIGEL [69] . . . . .	74
4.23	Maturidade dos projetos para um raio de 100 km do Barramento Candidato Jaguaruana II. Fonte: Adaptado de [68][70] . . . . .	74
4.24	Mapeamento de Concorrência para um raio de 100 km do Barramento Candidato Açú III. Fonte: SIGEL [69] . . . . .	75
4.25	Maturidade dos projetos para um raio de 100 km do Barramento Candidato Açú III. Fonte: Adaptado de [68][70] . . . . .	75
4.26	Gráfico EUST para os cenários de composição analisados na área de interesse da Bahia. Fonte: Elaborado pelo Autor . . . . .	78
4.27	Gráfico EUST para os cenários de composição analisados na área de interesse da Piauí. Fonte: Elaborado pelo Autor . . . . .	79
4.28	Corte de Geração Percentual em Relação a Geração Fotovoltaica da Área de Interesse da Bahia. Fonte: Elaborado pelo Autor . . . . .	80

4.29 Corte de Geração Percentual em Relação a Geração Fotovoltaica da Área de Interesse do Piauí. Fonte: Elaborado pelo Autor . . . . .	81
--	----

# Lista de Tabelas

2.1	Resumo das principais alterações possíveis dos tipos de combinações entre fontes para geração de eletricidade – Adaptado de EPE [17]	10
3.1	Localidades Estudadas. Fonte: Adaptado de EPE [14]	31
3.2	Equipamentos e arranjos considerados na usina padrão para estimativa de geração. Fonte: Adaptado de EPE [14]	33
3.3	Aerogeradores considerados na análise para estimativa de geração. Fonte: Adaptado de EPE [14]	33
3.4	Cenários Analisados de Geração	47
4.1	Distribuição horária da probabilidade de geração da Usina Eólica no mês de Agosto para a área de interesse da Bahia (Patamares de Geração em Percentual x Horas do dia)	53
4.2	Distribuição horária da probabilidade de geração da Usina Solar no mês de Fevereiro para a área de interesse da Bahia (Patamares de Geração em Percentual x Horas do dia)	54
4.3	Distribuição horária da probabilidade de geração da Usina Eólica no mês de Setembro para a área de interesse da Piauí (Patamares de Geração em Percentual x Horas do dia)	56
4.4	Distribuição horária da probabilidade de geração da Usina Eólica no mês de Julho para a área de interesse da Piauí (Patamares de Geração em Percentual x Horas do dia)	57
4.5	Correlação das áreas de interesse da geração eólica e solar mensal	66
4.6	Barramentos Candidatos para fins de mapeamento de concorrência de acordo com os dados georreferenciados. Fonte: Adaptado de EPE [69]	67
4.7	Resultados de Margens de Escoamento Remanescentes para os anos de 2026	68
4.8	Resultados de Margens de Escoamento Remanescentes para o ano de 2028	69

4.9	Disponibilidade Física dos Barramento Candidatos. Fonte: Adaptado de ONS [6] . . . . .	70
4.10	Resumo dos Projetos Mapeados a 100km dos barramentos candidatos por nível de tensão . . . . .	76
4.11	Análise da Composição Ótima para a Área de Interesse da Bahia . . .	77
4.12	Análise da Composição Ótima para a Área de Interesse da Piauí . . .	78
4.13	Perfil de geração do arranjo híbrido ao longo do dia na Bahia com relação ao MUST contratado (Patamares de Geração em Percentual x Horas do dia) . . . . .	82
4.14	Perfil de geração do arranjo híbrido ao longo do dia no Piauí com relação ao MUST contratado (Patamares de Geração em Percentual x Horas do dia) . . . . .	82

# Lista de Abreviaturas

ACR	Ambiente de Contratação Regulado, p. 23
AEGE	Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia Elétrica, p. 32
AIR	Análise de Impacto Regulatório, p. 16
AMA	Acompanhamento de Medições Anemométricas, p. 32
ANAREDE	Análise de Redes Elétricas, p. 5, 27, 36, 84
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica, p. 14–16, 25, 41, 44
BEN	Balanco Energético Nacional, p. 1
CAPEX	Capital Expenditure, p. 23, 61
CCEE	Câmara de Comércio de Energia Elétrica, p. 17
CCT	Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão, p. 44
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, p. 5, 36
COVID-19	Corona Virus Disease - 2019, p. 1
CPST	Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão, p. 40
CP	Consulta Pública, p. 14, 16, 17
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição, p. 41
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, p. 16, 17, 25, 38, 41, 44, 45
DIT	Demais Instalações de Transmissão, p. 40
DMSE	Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico, p. 38
DRO	Despacho de Requerimento de Outorga, p. 41, 44, 45, 72–76

EPE	Empresa de Pesquisa Energética, p. 3–5, 7, 9, 14, 15, 20, 23, 25, 27, 30, 32, 33, 35–37, 40, 43, 49, 61, 67, 69–71, 84
EUST	Encargo de Uso do Sistema de Transmissão, p. 25, 26, 45, 47, 48, 85
LEN	Leilão de Energia Nova, p. 3, 41
MERRA	Modern Era Retrospective Analysis for Research and Applications), p. 32
MME	Ministério de Minas e Energia, p. 23, 25
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia, p. 16
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão, p. 6, 14, 15, 17, 20, 22, 25–28, 45–49, 61, 76–81, 83–86
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico, p. 3, 5, 14, 17, 23–25, 27, 35–38, 40–42, 44, 67, 69
OPEX	Operational Expenditure, p. 3, 23, 61, 79, 85
PAR	Plano de Ampliações e Reforços, p. 40
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia, p. 2
RAP	Receita Anual Permitida, p. 25
REN	Resolução Normativa, p. 7, 16, 25, 26, 28, 46
SAM	System Advisor Model, p. 32
SIGA	Sistema de Informações de Geração, p. 44, 84
SIGEL	Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico, p. 44
SIN	Sistema Interligado Nacional, p. 3, 5, 6, 9, 14, 15, 24, 25, 27
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, p. 3
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão, p. 3, 17, 25, 26, 45, 46, 84
UFV	Usina Fotovoltaica, p. 80
UGH	Central Geradora Híbrida, p. 16, 17

# Capítulo 1

## Introdução

O incentivo a fontes renováveis de energia por preocupações ambientais, somado aos avanços tecnológicos que as viabilizam economicamente, tem intensificado a expansão das fontes renováveis nas últimas décadas. No cenário atual, de acordo com o relatório *Renewables Global Status Report* [1], apesar do impacto na produção e uso da energia renovável em função da COVID-19, o ano de 2020 registrou um aumento recorde de capacidade de energia renovável no mundo, sendo a única fonte de geração a experimentar um aumento líquido em sua capacidade total. Mais de 256 gigawatts de capacidade de energia renovável foram adicionados globalmente durante o ano, superando o recorde anterior em quase 30%. O crescimento da capacidade instalada foi impulsionado pela redução dos custos associados as fontes eólica e solar que caíram significativamente desde 2010, chegando a queda de 85% para solar fotovoltaica e 56% para eólica [1].

De acordo com [2] o Brasil é referência na gestão de recursos energéticos renováveis, evidenciando que decisões estratégicas de política energética são essenciais para a obtenção de resultados no longo prazo fazendo frente ao crescimento, de forma segura, econômica e com respeito à legislação ambiental. O país dispõe de grande potencial energético, com destaque para as fontes renováveis de energia: hidráulica, eólica, solar e biomassa. De acordo com o BEN de 2022 [3], a participação das renováveis na matriz energética registrou queda quando comparado ao ano anterior, saindo de 48,5% para 44,7%, em decorrência principalmente da queda da oferta hidráulica, que foi em parte compensada pelo aumento da geração termelétrica, principalmente a gás natural.

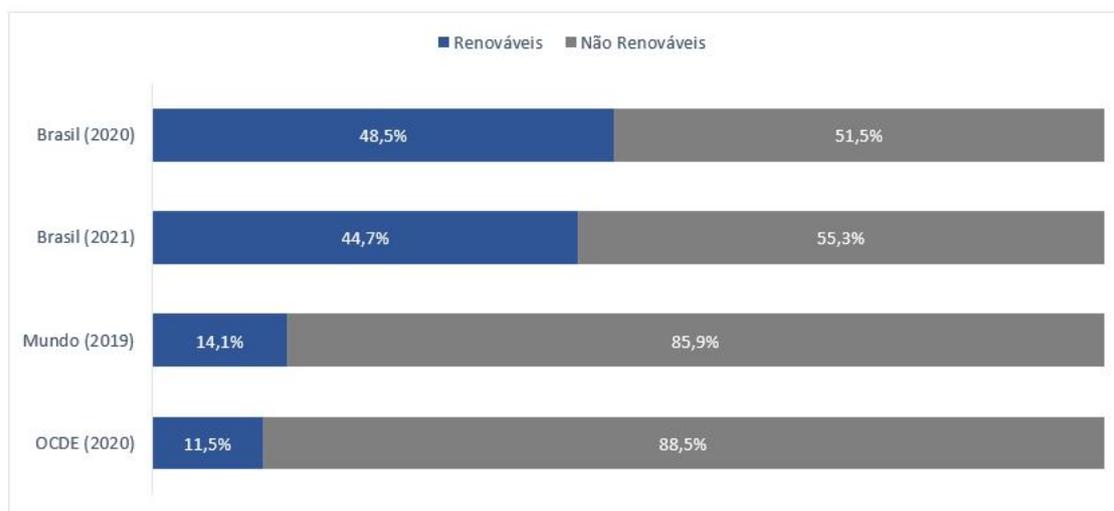


Figura 1.1: Participação de Renováveis na Matriz Energética na Oferta Interna de Energia (OIE) - Fonte: Adaptado de EPE/BEN 2022 [3]

Porém, segundo dados do PDE de 2031 [4] é possível observar um crescimento relevante das fontes eólica e solar fotovoltaica centralizada que, juntas, acrescentam em torno de 9 GW na capacidade instalada já em implantação, de dezembro de 2021 até o final de 2031. Além disso, é possível esperar que até 2031 a matriz energética seja composta de 92% de fontes renováveis. A Figura 1.2 mostra a variação da composição da matriz energética dos anos de 2021, 2026 e 2031.

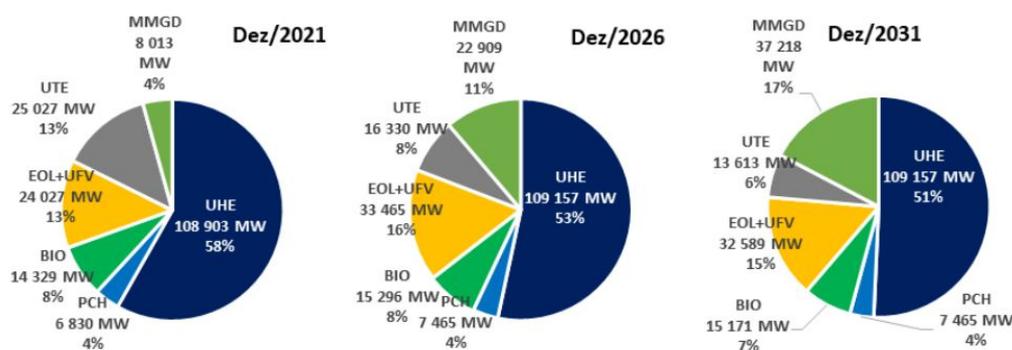


Figura 1.2: Evolução da Capacidade Instalada Existente e Contratada do Sistema Interligado Nacional - Fonte: EPE/PDE 2031 [4]

Uma das características associadas ao uso dessas fontes renováveis é a intermitência e a imprevisibilidade desses recursos em determinados períodos do ano devido às incertezas envolvidas nas condições atmosféricas, como temperatura, presença das nuvens, poeira e umidade. Esse fato traz a necessidade de uma atenção maior a questões relacionadas a segurança da operação e atendimento a carga [5]. Outro fator que se torna relevante em função do rápido crescimento dessas fontes é a au-

sência de demanda para atender ao incremento de geração e somado a isso, caso exista demanda suficiente, será necessário ampliar ou readequar o dimensionamento da rede básica para permitir a conexão de novos empreendimentos em locais que possuem capacidade remanescente de escoamento reduzido.

A última Nota Técnica emitida pelo ONS em 2022, com a finalidade de indicar as capacidades remanescentes do SIN para o primeiro LEN de 2022, indica que grande parte das subestações, para janeiro de 2026, principalmente no Nordeste do país, tem sua capacidade remanescente zerada em função de sobrecargas nos equipamentos existentes [6]. Cabe salientar que segundo o informe sobre o cadastramento dos projetos para o LEN A-4 de 2022 [7], foram cadastrados mais de 21 gigawatts de projetos eólicos e mais de 51 gigawatts de projetos fotovoltaicos, sendo sua grande maioria localizados no Nordeste do país e norte do estado de Minas Gerais, respectivamente. Como resultado desse leilão, foram vendidas apenas 349 MW, entre eólicas e fotovoltaicas para atendimento a demanda de 2026, o que considerando a oferta do leilão, já é possível perceber um descasamento entre oferta e demanda de geração.

A EPE por meio dos estudos de expansão da transmissão indica as obras que são necessárias para suprir as necessidades do sistema e com base nessas indicações, são realizados os leilões de transmissão. A título informativo e exemplificativo, o leilão de transmissão 001/2022, que foi realizado em junho de 2022, teve seus lotes baseados no estudo de expansão no Norte de Minas de 2020 [8] e tem como prazo mínimo 48 meses para entrada em operação das obras, de acordo com a minuta dos contratos de concessão dos lotes [9]. Somando o tempo de elaboração do estudo, que teve início em 2020, até a implementação da obra, que tem como prazo mínimo 2026, são necessários ao menos 6 anos de planejamento, o que não atende as necessidades a curto prazo da evolução da capacidade instalada de geração do sistema.

Outro fato importante de salientar, é que com a implantação da lei nº 14.120/2021 [10], os incentivos tarifários de agentes geradores de fontes renováveis foi retirado, o que acarretará em um aumento significativo no OPEX, já que a TUST ou TUSD representam os principais custos operacionais de usinas [11].

Desta forma, a presença de grande concorrência para desenvolvimento de projetos somada a uma capacidade de escoamento reduzida nos locais com melhores disponibilidades de recursos energéticos eólico e solar e adicionando o aumento dos custos operacionais dos projetos, evidencia a necessidade de encontrar alternativas para a concepção de novos projetos renováveis. Neste contexto, a consideração de desenvolvimentos de projetos híbridos de geração, principalmente no que diz respeito a possibilidade de contratação do montante de uso de forma otimizada, é base central para uma análise de viabilidade financeira de novos projetos, onde a contratação de um único montante de uso do sistema pode reduzir significativamente os encargos pagos pelos agentes de geração e otimizar suas instalações, além de pos-

tergar os reforços no sistema de transmissão [12], como será detalhado na seção 2.7 do Capítulo 2.

Nos últimos anos a temática de regulação voltada para projetos híbridos vem se desenvolvendo de forma a permitir o aproveitamento das vantagens associadas a essa modalidade de geração. O tratamento regulatório é respaldado por diversas análises realizadas pela EPE e experiências vividas em outros países [13], como será melhor detalhado na seção 2.3, item 2.3.1 e 2.2 do capítulo 2, respectivamente.

É relevante ressaltar que a seleção de um local ideal para a implantação de usinas híbridas eólico-solar *Greenfield*<sup>1</sup> depende de diversos fatores climáticos, tais como irradiação solar, velocidade do vento e a complementariedade entre as fontes. Portanto, se faz necessário aplicar uma metodologia que permita a integração e o processamento de todas as variantes relacionadas a busca pelo melhor local para desenvolvimento dos projetos. Neste contexto, entende-se como relevante a apresentação de uma proposta de uma metodologia de análise de mercado para a identificação de localidades com maior potencial para desenvolvimento de projetos híbridos de geração, bem uma proposta metodológica para a definição da composição ótima dos projetos com base no cálculo otimizado do montante de uso do sistema e verificação da possibilidade de redução dos encargos pagos durante toda a vida útil do projeto. Ademais, o presente trabalho associa ainda uma análise da presença de concorrência pelo mesmo ponto de conexão e cálculo de margem de escoamento do ponto de conexão da área analisada para o desenvolvimento do projeto, visto que a viabilidade do projeto está associada a disponibilidade de margem de transmissão. Essa análise visa contribuir com as discussões sobre o aproveitamento do sistema de transmissão mediante complementariedade da geração eólica-solar.

## 1.1 Objetivos

O objetivo principal do trabalho é aprofundar a discussão sobre de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas no Brasil e expor os principais benefícios e desafios, além de abordar as regras de acesso ao sistema de transmissão e aspectos da regulação para a implantação no Brasil. Pretende-se dessa forma, contribuir para a consolidação desta nova e promissora tipologia de geração e trazer a visão da análise de mercado ao desenvolvimento desses projetos. Face ao exposto, as principais contribuições deste trabalho estão listadas a seguir:

- (i) Apresentação de uma proposta de metodologia para desenvolvimento de projetos híbridos *Greenfield*<sup>1</sup>, incluindo análises prévias de concorrências próximas e margem de escoamento;

---

<sup>1</sup>Um projeto *Greenfield* refere-se a um empreendimento que está sendo concebido e executado onde não existe atualmente uma organização empreendedora, ativo ou operação.

- (ii) Análise do potencial de hibridização de 4 localidades no Brasil: Rio Grande do Norte, Ceará, Piauí e Bahia, onde serão analisadas a complementaridade entre as fontes em base anual e mensal;
- (iii) Análise da margem de escoamento disponível no SIN considerando entrada das obras indicadas como necessidade nos relatórios de expansão da transmissão emitidos pela EPE.
- (iv) Aplicação de uma metodologia para definição da composição ótima de um projeto híbridos eólico-fotovoltaico, considerando a análise de cenários de contratação do montante de uso do sistema;
- (v) Análise do *curtailment*<sup>2</sup> em função do montante de uso contratado.

Para tal, foram utilizados os dados normalizados no sistema "por unidade" (sistema p.u) disponibilizados pela EPE [14], de forma que o presente trabalho contribua com o tema da análise da complementariedade em diversas localidades do país. Posto isso, o presente trabalho foi elaborado a partir desta premissa. No que tange ao item (i), foi realizado um levantamento de todos os inputs e dados necessários para a análise preliminar de desenvolvimento de projetos híbridos, de forma a unificar, em um único trabalho, todas as análises que podem ser feitas para verificar a viabilidade técnico-econômica de um projeto híbrido. De forma a contribuir com o resultado final esperado para o trabalho, inicialmente é necessária a definição das áreas de interesse, que são definidas com base no recurso eólico e solar da região. A EPE disponibiliza dados de geração por unidade de diversas localidades do país, para usinas eólicas e fotovoltaicas. Dessa forma, o item (ii) realizada uma análise prévia das localizações geográficas das medições com distâncias não superiores a 20 km de forma a identificar locais cuja as medições podem ser correlacionadas. Com base nos dados obtidos foi realizada uma análise da complementariedade entre as fontes e verificação do potencial de hibridização. O conceito de áreas de interesse, bem como as premissas para definição das mesmas serão abordados no Capítulo 3. Com base no resultado obtido em (ii), foi realizada uma análise de margem de escoamento da geração pelo sistema de transmissão da Rede Básica do SIN, para o ano de 2026 a 2028, a fim de avaliar a viabilidade de escoamento da região e possibilidade de postergação de investimentos em transmissão. A referida análise avaliou a capacidade de escoamento considerando as premissas e critérios estipulados pelo ONS e EPE na Nota Técnica de premissas e critérios para cálculo de margem de escoamento emitida para o leilão de energia nova A-4/2022 [15]. Para tal, foi utilizado o programa computacional ANERED, do CEPEL, que possui validação e

---

<sup>2</sup>Redução deliberada da produção abaixo do que poderia ter sido produzido para equilibrar a oferta e a demanda de energia ou devido a restrições de transmissão.

uso consolidado pelos agentes do setor elétrico brasileiro. Com base nos resultados encontrados, foram definidas como prioritárias para desenvolvimento de projetos as áreas do Piauí e Bahia. Nessas áreas, conforme descrito no item (iv) foi realizada a análise da composição ótima do projeto, levando em consideração o MUST contratado e os custos associados ao corte de geração. Por fim, a partir do item (iv), foi realizada uma análise do corte de geração resultante do MUST sobre a geração fotovoltaica, verificando o percentual de descarte de geração. As análises realizadas e a metodologia aplicada serão melhores detalhadas no Capítulo 3.

## 1.2 Metodologia

A pesquisa desenvolvida e apresentada no trabalho tem caráter acadêmico, em que se avalia a complementariedade energética entre o recurso eólico e solar de uma determinada localidade. A abordagem de pesquisa é quali-quantitativa, ou seja, “interpreta as informações quantitativas por meio de símbolos numéricos e os dados qualitativos mediante a observação, a interação participativa e a interpretação do discurso dos sujeitos (semântica)” [16] e em caráter de pesquisa.

A revisão bibliográfica é composta por pesquisas em artigos técnicos, resoluções normativas brasileiras bem como consulta em sites eletrônicos.

## 1.3 Estrutura do Trabalho

Neste capítulo foram apresentados as considerações gerais dos projetos híbridos de geração, a motivação para a realização do trabalho, os objetivos e contribuição esperada para este projeto, além da metodologia geral aplicada na dissertação. No Capítulo 2 será apresentado o conceito de um sistema híbrido de geração de energia, o estado da arte desses sistemas no Mundo e no Brasil, abordando o tema dos aspectos regulatórios, a complementariedade das fontes estudadas e o passo a passo para garantia de conexão ao SIN e como são calculados os encargos de uso do sistema. Já o Capítulo 3, apresenta a metodologia proposta para a definição das áreas de interesse, análise dos dados, análise da concorrência e definição do montante de uso ótimo. O estudo de caso é mostrados no Capítulo 4, onde são abordados os temas da análise dos dados, premissas consideradas e a limitação das análises. No Capítulo 5 é apresentada a conclusão geral com os resultados mais significativos deste trabalho e proposta de trabalhos futuros. As referências bibliográficas podem ser encontradas no final desta dissertação.

# Capítulo 2

## Fundamentação Teórica

Neste capítulo serão abordados as principais fundamentações teóricas com relação aos sistemas híbridos/associados e as principais vantagens relacionadas a sua consideração. Para tal, aborda-se inicialmente o conceito dos projetos híbridos e suas topologias. Neste contexto, é apresentado a revisão sobre o estado da arte desses projetos no mundo e no Brasil e a evolução aspectos regulatórios. Na sequência, é abordado brevemente o potencial energético eólico e solar no Brasil e a característica complementar entre as fontes. Por fim, será abordado o tema de margem de escoamento e as principais dinâmicas para acesso ao sistema de transmissão no Brasil e custos associados.

### 2.1 Sistemas Híbridos/Associados de Geração de Energia

A EPE, em 2018, procurou retratar o conceitos dos projetos híbridos através de um informe [17] e na sequência, através de uma nota técnica [18], onde foram definidos quatro tipologias de arranjos para esses projetos, com variados graus de integração entre recursos energéticos, visando identificar as dificuldades à inovação tecnológica ou a oportunidades de negócios e mapear as possíveis medidas para a viabilização dessas soluções. Em dezembro de 2021, foi publicada a REN 954/2021 [19], que, dentre outros aspectos, regulamenta as definições de tipologia explanadas pela EPE. Os aspectos regulatórios vigentes, bem como a REN 954/2021, serão melhor detalhadas na seção 2.3. As configurações das usinas híbridas são mostradas na Figura 2.1 e possuem as seguintes definições:

- (A) **Usinas Adjacentes:** São usinas construídas em locais muito próximos, sendo possível o compartilhamento de terreno e instalações de interesse restrito. Do ponto de vista de conexão, cada uma possui seu montante de uso do sistema e

seu contrato de conexão. As vantagens deste tipo de arranjo estão nas sinergias de operação e ganho com custo de arrendamento de terrenos.

- (B) **Usinas Associadas:** Essa tipologia trata-se de duas ou mais usinas de fontes energéticas e gerações distintas, com características de produção complementar e que, como as adjacentes, estão próximas ou compartilham o mesmo terreno. Porém nesse arranjo as usinas compartilham fisicamente e contratualmente a mesma infraestrutura de conexão e acesso à Rede.
- (C) **Usinas Híbridas:** Nesse arranjo a interação das distintas fontes é extremamente elevada, pois a combinação ocorre já no processo de produção de energia elétrica, tornando assim impossível distinguir qual fonte primária foi responsável pela energia gerada. Nesse caso as fontes se associam ainda na etapa de produção de energia elétrica, dessa maneira considera-se uma única central geradora, assinando apenas 01 (um) contrato de uso ao sistema.
- (D) **Portfólios comerciais:** Esse arranjo se distingue das categorias anteriores, pois sua natureza é apenas de caráter comercial-contratual, visando à diversificação dos ativos e redução dos riscos contratuais por parte dos geradores, sobretudo no caso de usinas complementares. Essa tipologia não envolve, necessariamente, proximidade ou compartilhamento de equipamentos das usinas, podendo as fontes serem caracterizadas como complementares mesmo estando em estados distintos.

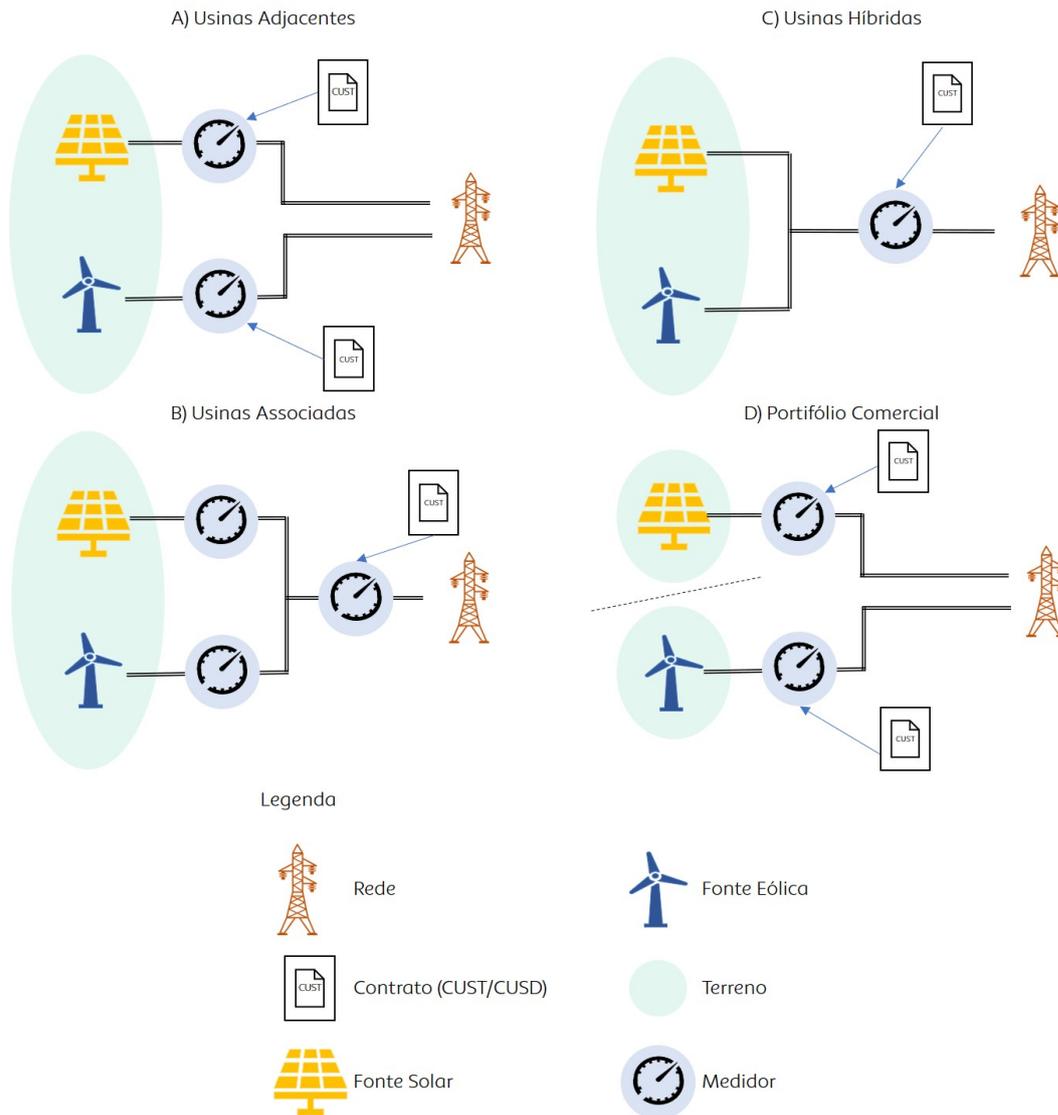


Figura 2.1: Tipos de Arranjos - Fonte: Adaptado de EPE [17]

Com relação as principais vantagens dos projetos híbridos e pontos de atenção associados as diferentes tipologias, a EPE destaca em [18] alguns itens e que são relevantes para o presente trabalho:

A escolha da tipologia a ser adotada na concepção do projeto é importante na análise dos benefícios e pontos de atenção, sendo necessário aprimorar o entendimento da diferença entre cada tipologia para fins de consolidação do tratamento regulatório específico a ela. Contudo, no presente trabalho será dado o enfoque nas usinas associadas, visto que além de apresentar, no geral, grandes benefícios no que se refere aos pontos abordados, o presente trabalho pretende estudar a viabilidade de projetos híbridos de geração em áreas de interesse definidas em função da disponibilidade de dados de geração, onde ambos os projetos utilizaram do mesmo sistema de interesse restrito para escoar sua energia ao SIN.

Vantagens e Pontos de Atenção	Usinas Adjacentes	Usinas Associadas	Usinas Híbridas	Portfólio Comercial
Aumento do Fator de Capacidade	Não	Sim*	Sim	Não
Redução da ociosidade do Sistema	Não	Sim	Sim	Não
Compartilhamento de Equipamentos de Interesse Restrito	Não	Sim	Sim	Não
Redução dos Custos com Encargos de Uso do Sistema	Não	Sim	Sim	Não
Otimização de CAPEX e OPEX	Sim	Sim	Sim	Não
Curtailement	Não	Sim	Não	Não

(\*) Considerando as Gerações em Conjunto

Tabela 2.1: Resumo das principais alterações possíveis dos tipos de combinações entre fontes para geração de eletricidade – Adaptado de EPE [17]

## 2.2 Experiência de Usinas Híbridas/Associadas no Mundo

A discussão sobre os empreendimentos híbridos de geração de energia tem crescido muito nos últimos anos. A aplicação desses sistemas vem sendo analisada desde a década de 70, onde iniciaram as buscas por alternativas de geração frente ao choques de petróleo entre 1973-79 [20]. A partir da década de 90, a implantação dos sistemas híbridos tinha como principal objetivo a redução da utilização de combustíveis não renováveis e a partir da década de 20 sua utilização passa a ser alvo de estudos no âmbito do planejamento energético [21].

Com foco nos sistemas híbridos exclusivamente renováveis eólicos-solares, os pequenos primeiros projetos implantados foram no México, em 1991 [22], seguido por um projeto na Austrália em 1992, com capacidade de 0.6 kWp em fotovoltaico e 20kW em eólica [23], logo após em 1995, no Japão, na cidade de Ashikaga I.T e em 2001, no Nepal, um projeto com capacidade de 0.75 kWp em fotovoltaico e 5 kW em eólica [22]. Em 2012, pode-se citar a título de exemplo, a usina Louzes Agathaki Rigani, localizada na Grécia, assumiu a configuração híbrida, sendo incorporado 1 MW de geração solar à planta eólica de 24 MW [24].

Com relação aos projetos de grande porte conectados ao sistema de transmissão, a maioria dos países europeus não tem tratamento diferenciado para usinas híbridas, sendo as mesmas tratadas como projetos separados, eólico e solar [25]. Além disso, de acordo com [1] a hibridização de usinas existentes pode se tornar complexa, cara e demorada. De forma geral, mesmo com a indicação de possíveis benefícios na configuração híbrida, hoje, a maioria dos países europeus não oferece incentivos ou

condições equivalentes para usinas híbridas, quando comparada a outras usinas, o que gera grandes obstáculos no âmbito regulatório e comercial [13].

Atualmente existem mais de cinquenta projetos híbridos em desenvolvimento no mundo [26], e países como Austrália, Estados Unidos, China, Reino Unido e Índia evidenciam essa nova tendência [27].

### 2.2.1 Austrália

Por ser um dos países de maior produção de gases do efeito estufa em função da dependência de energia do carvão, o governo australiano vem adotando medidas para incentivar o desenvolvimento da geração renovável no país [28]. Neste contexto, em 2016 foi realizado um estudo [29], contratado pela Agência de Energias Renováveis (ARENA) do governo Australiano, que fez uma análise aprofundada sobre usinas híbridas e hibridização de usinas existentes. Como resultado do estudo, foi encontrada uma redução de 3% a 13% no custo do investimento e de 3% a 16% no custo de operação e manutenção de um projeto híbrido eólico-fotovoltaico, quando comparado a usinas construídas individualmente. Também foi avaliado o corte de geração, em relação ao custo-benefício, e foi concluído que a combinação de usinas eólicas-fotovoltaicas deve ser analisada caso a caso, pois são extremamente dependentes das condições de mercado, das características do local e recursos naturais disponíveis.

Com relação aos projetos em operação, pode-se destacar o projeto Kennedy Park fase I, de 60.2 MW, desenvolvido de uma parceria entre as empresas Windlab e Vestas. Este é o primeiro projeto em larga escala do mundo a contar com produção de energia eólica e solar em conjunto com armazenamento em bateria [30]. O projeto Kennedy I inclui 43,2 MW em eólica (12 turbinas Vestas V136-3,6 MW), 15 MW de energia solar (inversores SMA e módulos Jinko Solar) com sistema de rastreamento de um eixo e armazenamento em bateria íon-lítio de 2 MW/4 MWh (Tesla). A fase I do projeto está atualmente em operação desde 2018. A pretensão da Windlab é a instalação futura de um complexo híbrido de 1 GW de capacidade instalada [31]. No final de 2021, a parcela eólica do complexo híbrido Port Augusta, de propriedade da Iberdrola Renováveis entrou em operação. O projeto Port Augusta inclui 210 MW em eólica (50 turbinas Vestas V150-4,2 MW) e 107 MW de energia solar que estão em construção [32]. Em adicional, o país também possui uma outra usina híbrida composta pela usina eólica Gullen Range Wind e a usina solar Gullen Solar Park com composição de 165 MW e 10 MW de eólica e solar, respectivamente [13].

### 2.2.2 Índia

A Índia é o país pioneiro no desenvolvimento de usinas híbridas [13]. Em 2018, foi publicado o Plano Nacional de usinas híbridas eólico-solar, cujo principal obje-

tivo era fornecer uma estrutura para viabilizar a implantação de sistema híbrido eólico-solar conectado ao sistema de transmissão e promover a utilização eficiente e otimizada da infraestrutura de transmissão e terreno utilizado, bem como reduzir a variabilidade na geração de energia renovável, proporcionando maior estabilidade ao sistema [33]. Neste plano, são evidenciadas as possibilidades de hibridização de projetos existentes ou implantação de projetos híbridos desde sua concepção, no entanto, para que um projeto seja reconhecido como híbrido, um de suas fontes deve possuir minimamente 25% da potência nominal da outra, em MW [33]. Em 2018 e 2019 ocorreram os primeiros leilões específicos para a fonte, onde foram contratados 1,56 GW de projetos, com tarifa média de USD 38/MWh [26]. Como resultado da experiência no leilão, pode-se citar que valor estipulado como teto do leilão, a falta de diretrizes e definição de um padrão no processo de licitação foram as principais barreiras enfrentadas pelos agentes de geração [26].

### 2.2.3 Estados Unidos

De acordo com informações da EPE [13], há indícios de que foram construídas usinas adjacentes eólica-solar, da empresa EDF Renewables, sendo formada pela California Pacific Wind, com 140MWp, Oasis Wind, com 60 MW, e Catalina Solar, de 143MWp, que apresentam ganhos de sinergia operacional.

A General Electric, GE, desenvolveu a plataforma WISE, do inglês *Wind Integrated Solar Energy*, que integra a energia eólica e solar por meio do conversor das turbinas eólicas. O primeiro projeto piloto híbrido que utilizou a solução WISE, implementada pela General Electric, foi instalado em Minnesota e desenvolvido pela empresa Juhl Energy Service Inc.. Este projeto, projeto Red Lake Falls, conta com duas turbinas eólicas de 2.3 MW com integração a uma instalação solar fotovoltaica de 1 MW. Tal projeto tornou-se alvo de uma disputa judicial entre o proprietário da usina e a distribuidora local por questões relativas à precificação da energia, onde as empresas divergem com relação ao valor que deve ser utilizado como base para o preço da energia a ser pago ao gerador [13]. Outra aplicação da solução proposta pela GE foi a repotenciação do parque eólico Woodstock Hills de 10,2 MW de capacidade instalada, também localizado em Minnesota. A nova configuração da usina será composta de 9,2 MW de energia eólica proveniente de quatro novos aerogeradores da GE de 2,3 MW e 600 kW de energia solar conectada a cada aerogerador. A tecnologia de controle será empregada para garantir que a produção simultânea de energia eólica e solar não exceda a capacidade de 10,2 MW, potência original do projeto [34]. Como resultado da integração, segundo dados da GE, foi possível constatar aumento de 3 a 4% de capacidade líquida do sistema, o que proporciona um ganho de 10% de produção de energia ao ano. [35].

Em 2021 foi instalada uma das maiores usinas dos Estados Unidos. A usina híbrida Wheatridge Renewable Energy Facility, será instalada em Lexington, Oregon e vai integrar fonte eólica (300 MW), fotovoltaica (50 MWp) e armazenamento de bateria (30 MW/120 MWh) [36].

## 2.2.4 China

Em 2012, na cidade de Hebei, a State Grid em parceria com a BYD, empresa fornecedora de baterias, colocou em operação um projeto híbrido composto por 100 MW de eólica, 40 MW de fotovoltaica e 36MWh em bateria de íon-lítio. O projeto piloto tem por objetivo estudar a aplicação de bateria para estabilização da produção, e há expectativa de expansão da planta para até 500 MW de eólica, 100 MW de fotovoltaica e 110 MW de baterias de diferentes tecnologias [37][38].

## 2.2.5 Reino Unido

Em 2016, no país de Gales, o parque Parc Cynog Wind Farm com 8,4 MW, de propriedade da empresa Vaterfall, tornou-se híbrido mediante entrada em operação de 5 MW de fotovoltaica. A empresa relata que o desempenho do parque vem sendo bom em função de sua complementariedade em base diária e afirma que os cortes de geração, ocasionados pela falta de margem para conexão, ocorrem na usina solar [39]. Este projeto recebeu apoio do programa de certificado de energias renováveis Renewable Obligation (RO), que subsidiava a geração renovável na região desde 2002, e foi descontinuado para novos projetos em 2017 [40]. Tal feito reduziu a competitividade dos projetos fotovoltaicos no Reino Unido e novos projetos, mesmo com os ganhos proporcionados pela hibridização, tem se tornado financeiramente inviáveis [13].

Em resumo, em função do número limitado de projetos em operação, os processos regulatórios, contratação, licenciamento e acesso ao sistema de transmissão ainda não estão consolidados. De acordo com [25], baseado em feedback dos primeiros desenvolvedores de projetos híbridos, a maximização da utilização da capacidade da rede é primordial para tornar os projetos híbridos viáveis. Para tal, a escolha do local para concepção do projeto é extremamente importante, já que o recurso eólico e solar devem ser complementares, de forma a ter um maior fator de capacidade e um melhor aproveitamento da capacidade da rede e dos equipamentos. Um ponto importante de atenção citado, é que é indicado que os estudos de corte de geração sejam realizados com base de 10 ou 15 min e com maior tempo de medição possível.

Assim, apesar de todos os benefícios, em relação aos custos de investimento e manutenção e estabilidade ao sistema, ainda são encontradas complexidades de desenvolvimento e implantação, tanto de novos projetos nascidos híbridos quanto na

hibridização de projetos existentes [25]. Na experiência internacional, principalmente na Índia, ficou evidenciado as dificuldades regulatórias e comerciais encontradas. No entanto, de acordo com a EPE [13], o Brasil deve aprender com os erros e acertos das experiências internacionais e adequar a realidade do país.

## 2.3 Experiência de Usinas Híbridas/Associadas no Brasil

No Brasil também não há incentivos diretamente relacionados a implementação dos projetos híbridos, porém, diversas instituições como ANEEL, EPE e ONS se mostram bastante interessadas na utilização destes sistemas.

O primeiro sistema híbrido no Brasil foi implantado em Fernando de Noronha e se trata de um sistema híbrido eólico-diesel [41], que estava em operação desde 1992. Esse sistema possuía inicialmente 75 kW em eólica e 50 kW em diesel. Em 2001, com o crescimento da demanda, após uma repotencialização, esse sistema conta com 2,1 MW de potência, sendo 300 kW em eólica e 1,8 MW em diesel [42]. Em 2009, uma das torres do parque foi atingida por um raio e foi removida, posteriormente, todo o parque foi descomissionado.

Diversos outros projetos híbridos surgiram com o objetivo de atender a demandas de sistemas de pequeno porte em áreas remotas/isoladas. Dentre eles, pode-se destacar o sistema híbrido das vilas de Praia Grande, Tamarutena e São Tomé [43]. Com o afastamento do local, o custo do combustível pode aumentar significativamente, tornando os projetos híbridos de fontes renováveis uma alternativa viável para atendimento a carga [43]. De acordo com a EPE [13], a combinação entre a geração a diesel com fontes renováveis, com ou sem armazenamento, tem se mostrado bastante competitiva em muitos casos analisados e licitados. Contudo, no que diz respeito a conexão de usinas híbridas ao SIN, existem poucos projetos em operação.

O primeiro projeto híbrido exclusivamente eólico e solar fotovoltaico no Brasil foi implantado no ano de 2015 no estado de Pernambuco. O Complexo Tacaratu, de propriedade da Enel Green Power (EGP) está conectado ao barramento de 230 kV da SE Tacaratu e tem capacidade instalada de 80MW + 11MWp, eólica e solar respectivamente [44]. De acordo com a contribuição a CP 14/2019 [45], a EGP apresentou a curva de geração do ano de 2018 do complexo híbrido comprovando a complementariedade entre as fontes. Ademais, é apresentado pela EGP, que caso fosse possível contratação híbrida de MUST, considerando uma otimização e contratação de 77 MW para o conjunto, apenas em 3,7% do tempo no ano ocorreria ultrapassagem de demanda, o que, de acordo com [45], embora haja probabilidade de ultrapassagem do montante de uso contratado, esta dura por pouco tempo e o

custo do corte de geração é menor quando comparado ao custo da contratação de MUST considerando a potência individual dos projetos.

Em 2017, A GE e a empresa Casa dos Ventos, anunciaram os testes da solução WISE ao complexo eólico Ventos de Araripe III. A primeira etapa do projeto é a integração de 1 MW de energia solar a quatro turbinas eólicas. De acordo com [46], a solução já apresenta resultados positivos. Futuramente, caso seja considerada a integração nas 156 turbinas do complexo, será possível adicionar mais 120 MW provenientes de energia solar ao parque eólico por meio do inversor do aerogerador [46]

No ano de 2021, foi autorizado pela ANEEL o projeto piloto de um parque híbrido associado, conforme detalhado em 2.1. Este projeto, de propriedade de VTRM, joint venture da Votorantim Energia e a CPP Investimentos, tem entrada em operação prevista para 2023 e será o primeiro projeto solar fotovoltaico que utiliza a complementaridade entre as fontes eólica e solar. O complexo solar terá capacidade de 68,7 MW e será instalado ao lado do terreno do parque eólico existente Ventos do Piauí I. Ambos os projetos compartilharão infraestrutura de interesse restrito existente para atender ao parque eólico [47]. A ideia por trás do projeto piloto é possibilitar a análise, a nível regulatório, dos impactos dos projetos associados a usinas existentes. As usinas irão compartilhar o MUST já contratado pelo projeto eólico mas terão sistemas de medição individualizados [48]. Para garantir a não ultrapassagem do MUST será instalado um sistema de controle automático de potência instantânea.

### **2.3.1 Evolução dos Aspectos Regulatórios**

No que diz respeito aos aspectos regulatórios, apesar dos avanços, algumas questões ainda encontram-se embrionárias. Diversas questões sobre a temática ainda estão em discussão, como por exemplo, a necessidade de leilões específicos a fonte, precificação, cálculo de garantia física, dentre outras. O problema da regulamentação das usinas híbridas/associadas possui natureza multidisciplinar e complexa, na medida em que traz consequências para toda a cadeia ligada ao fornecimento de energia elétrica, envolvendo não apenas o agente gerador, mas também a comercialização, a transmissão e a distribuição da energia produzida [27].

Dada a complexidade regulatória, em maio de 2019, a EPE promoveu um workshop de Usinas Híbridas no SIN [49]. Esse evento foi organizado com o objetivo de nivelar com todos os agentes do setor os conceitos vigentes e apresentados nas notas técnicas [50] e [18], bem como o estudo [51] apresentados pela empresa de consultoria MRTS Consultoria, em que foram realizadas análises de complementariedade e questões regulatórias de usinas eólico-fotovoltaica. Esse estudo, dentre outras análises, mostra também diversas proporções de combinação da geração de

energia solar e eólica, em diferentes locais de implementação e foi apresentada uma economia de até 7,35% na composição 90% solar e 10% eólica.

Em junho de 2019, foi formulada a nota técnica 51/2019 SRG-SCG-SRD-SRT/ANEEL dando início a CP 14/2019, que tinha como objetivo colher subsídios para elaboração de proposta de Resolução Normativa sobre o estabelecimento de usinas híbridas e/ou associadas. Em dezembro de 2019 foram consolidadas, por meio da Nota Técnica nº 133/2019-SRG-SCG-SRD/ANEEL, as contribuições recebidas no âmbito da CP 14/2019, para fins de criar um ambiente regulatório adequado para o desenvolvimento das usinas híbridas no Brasil. Como resultado da CP 14/2019, foi identificado que o principal problema associado as usinas híbridas seriam as dificuldades para implantação e tratamento pelo setor elétrico de usinas híbridas/associadas [27].

Em outubro de 2020, a ANEEL abriu a primeira fase da CCP 61/2020, com base na nota técnica 094/2020-SRG/ANEEL, cujo objetivo foi subsidiar a AIR acerca do tratamento regulatório para usinas híbridas e associadas. Como resultado da CP 61/2020 1ª fase, foram levantadas algumas preocupações como a alteração das regras para contratação do uso da rede, como se dará a associação de usinas participantes do MRE e a hibridização de usinas existentes. Em agosto de 2021 foram abertas as contribuições para a CP 61/2020 2ª fase. A 2ª fase foi realizada com o objetivo de colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da proposta de regulamentação que trata das usinas híbridas e associadas. Ambas consultas públicas fomentaram a discussão a respeito da proposta de inserção das novas configurações na matriz energética brasileira.

Por fim, em dezembro de 2021 foi publicada a REN 954 [19] que regulamenta a implantação de UGH e Associadas. A norma entrou em vigor em Janeiro de 2022 e estabelece regras para outorga, contratação do montante de uso do sistema de transmissão e descontos de tarifas de uso. Mediante publicação da resolução, entende-se que as sinergias entre as fontes pode ser melhor aproveitada, principalmente do ponto de vista sistêmico e de aproveitamento da capacidade remanescente de margem do sistema de transmissão.

A regulamentação, como regra geral, veda a associação apenas entre usinas que já tenham compromissos decorrentes dos CUST, ou seja, que já tenham contratos assinados. Projetos que já possuam CUST firmado e cuja associação com outras fontes seja solicitada, terão os CUST anteriores encerrados sem ônus e novo CUST será assinado, o qual representará as características da associação de projetos, após emissão de novo parecer de acesso. De forma transitória, será permitida a associação entre centrais geradoras cujos CUST tenham sido assinados anteriormente à publicação da norma, desde que pelo menos um deles tenha o início da execução contratado para após o dia 30 de junho de 2023. Nesse caso, a assinatura do CUST

resultante da associação deverá ocorrer até 31 de março de 2023, desde que não haja obra de transmissão planejada, licitada ou autorizada para aumento do escoamento da geração no ponto de conexão. As centrais geradoras associadas deverão declarar no CUST as parcelas do MUST referentes a cada tecnologia de geração, para fins de definição da TUST do conjunto associado.

Com relação a contratação do MUST, o conjunto híbrido ou associado passa a poder contratar o uso da rede de transmissão dentro de uma faixa de potência estabelecida no ato de outorga das centrais geradoras híbridas ou associadas, que varia entre: a soma das potências elétricas ativas nominais da tecnologia de geração de maior participação na UGH; e a soma das potências elétricas ativas nominais de todas as tecnologias de geração. Em caso de hibridização de projetos existentes, para evitar efeitos redistributivos e respeitar as regras de tarifação vigentes, a parcela do MUST referente a uma central geradora existente antes da associação deve ser no mínimo seu MUST anteriormente contratado.

Com relação aos prazos de implantação, estes poderão ser distintos, contemplando os respectivos marcos específicos de cada tecnologia de geração, quando cabível.

Em relação à exigência de garantias, foi estabelecido o requisito de apresentação de garantia de fiel cumprimento no valor de 5% referente ao empreendimento eólico, quando a outorga de usina híbrida contemplar a geração de energia eólica.

No tocante ao desconto eventualmente aplicável à TUST a resolução estabelece que:

- (i) nos casos em que não houver individualização da medição por tecnologia, será aplicado o menor percentual de desconto correspondente às fontes de energia da outorga, sendo zero caso uma das fontes não seja elegível ao desconto; e
- (ii) nos casos em que houver individualização de cada tecnologia ou no caso das Centrais Geradoras Associadas, será aplicável o desconto proporcional à energia gerada por cada fonte mensalmente.

Por fim, a CCEE e o ONS abriram uma CP com as revisões dos procedimentos de rede para contemplar as alterações dispostas na nova resolução às Regras e Procedimentos de Comercialização e aos Procedimentos de Rede, principalmente no que diz respeito a necessidade de contemplar mecanismos de corte de geração para impedir sobrecarga na rede, provocada por centrais geradoras híbridas ou associadas, em decorrência do limite da capacidade da rede contratada por esses geradores.

## 2.4 Potencial Energético do Brasil

O Brasil, em função de sua área territorial, topografia diversificada, clima e extensão litorânea, possui um potencial eólico e solar bastante expressivo, como é possível verificar nas Figuras 2.2 e 2.3.

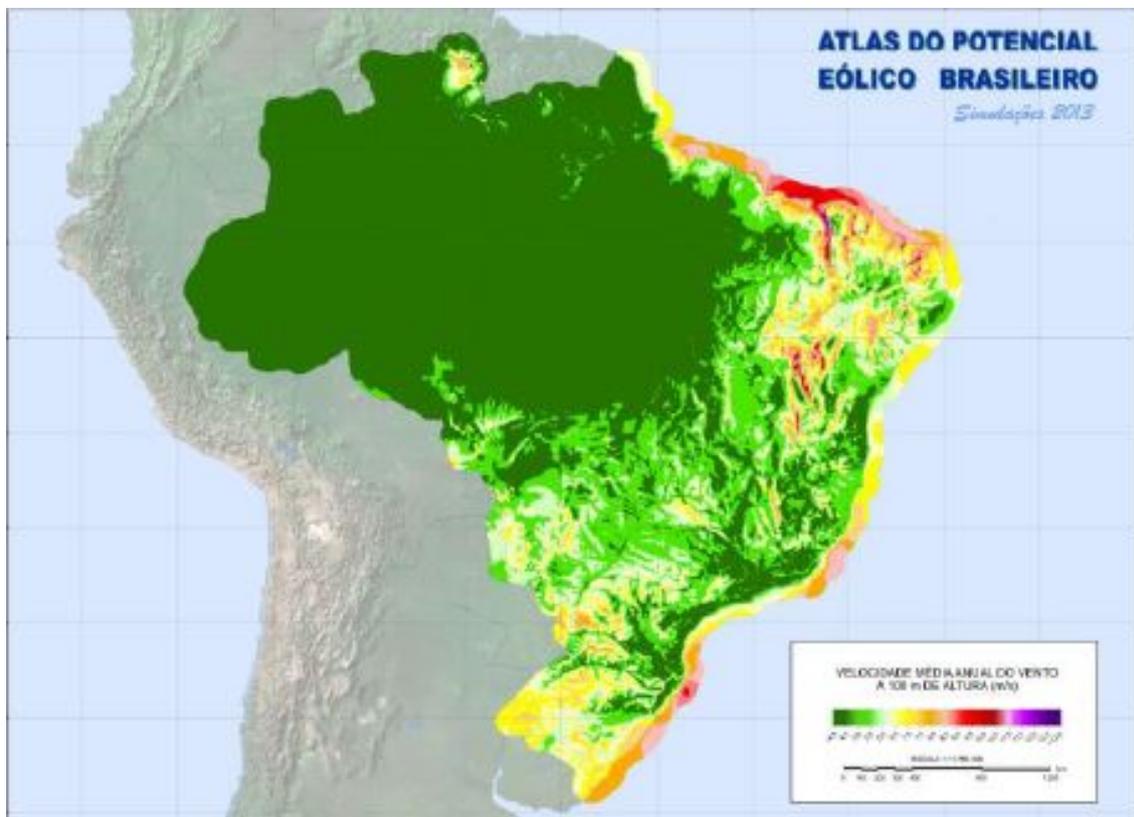


Figura 2.2: Mapeamento da Velocidade Média do Vento em m/s a 100m de altura  
- Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro [52]

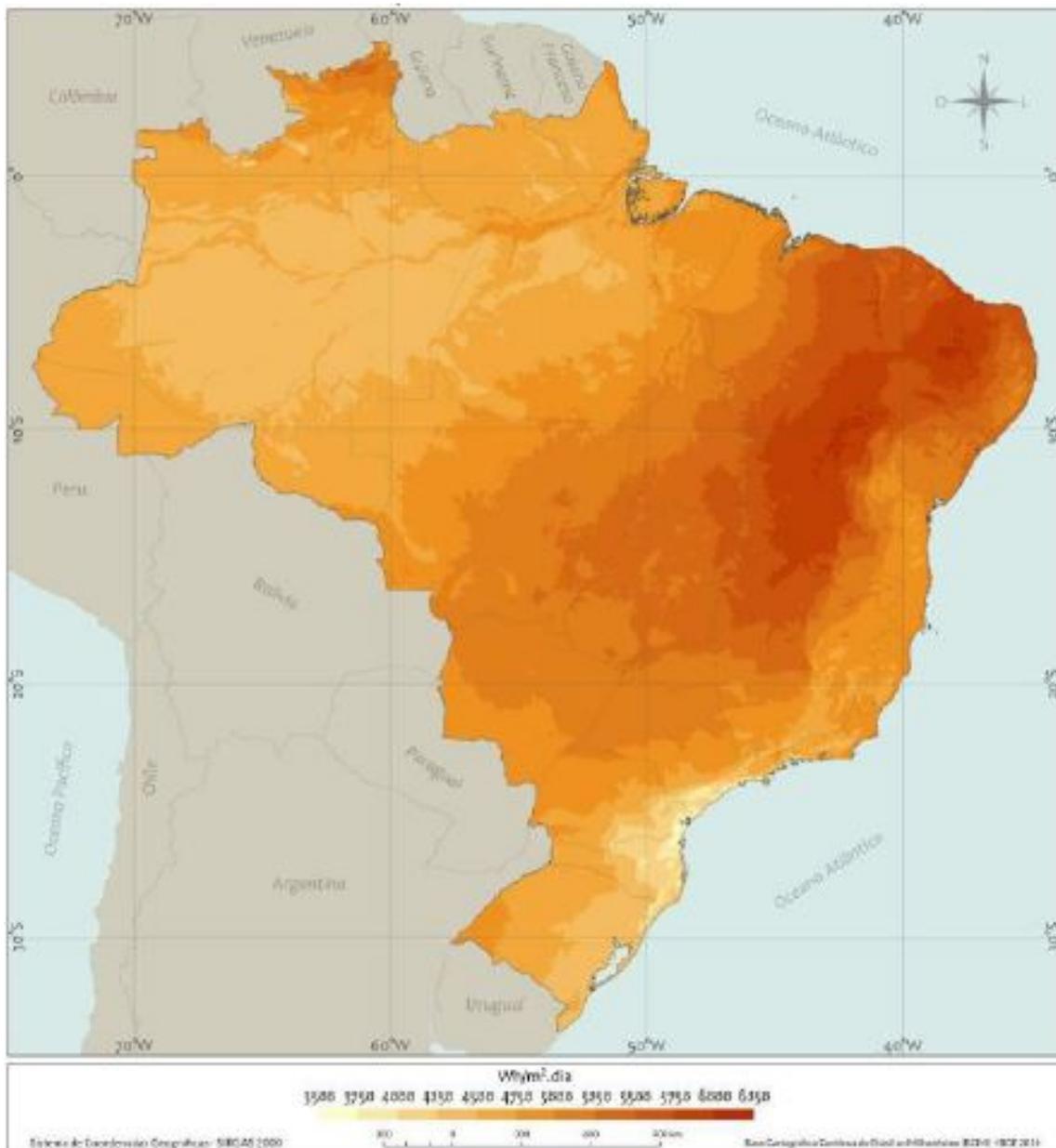


Figura 2.3: Mapeamento do Índice de Irradiação Global Horizontal Médio em  $\text{Wh}/\text{m}^2.\text{dia}$  - Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar [53]

De acordo com [52], o Nordeste é a região com melhor potencial eólico. Isso se dá em função da qualidade de seus ventos, que possuem como principal característica uma velocidade constante durante o ano e poucas variações em sua direção. No que tange recurso solar, de acordo com [53], o país possui índice de irradiação global bem distribuído, o que confere ao país um bom potencial solar em todo seu território. No entanto, o potencial da região Nordeste é mais expressivo quando comparado aos demais territórios nacionais.

Posto isso, o presente trabalho irá analisar a viabilidade de projetos híbridos de geração em quatro áreas de interesse com base dados reais de de geração disponibi-

lizados pela EPE [14], que serão melhor detalhados no capítulo 3.

## 2.5 Complementariedade Energética Eólica e Solar Fotovoltaica e Otimização do Sistema de Transmissão

De acordo com [21] entende-se como complementariedade energética a característica de duas ou mais fontes de geração que se apresentam disponíveis de forma complementar ao longo de um determinado período de tempo ou ao longo de uma determinada região. Uma das grandes vantagens dos sistemas híbridos de geração está relacionada a possibilidade do uso compartilhado do sistema de transmissão e do sistema de interesse restrito, tendo em conta a complementariedade entre as diferentes fontes. Neste contexto, a proposta de análise de viabilidade neste trabalho visa analisar o melhor local para o desenvolvimento de projetos híbridos de geração de forma a maximizar o uso do sistema de transmissão, reduzindo assim os custos associados a implantação do novos empreendimentos. Em linhas gerais, pode-se presumir que o projeto híbrido ideal não é aquele cuja sua potência nominal é igual a soma da potência nominal de cada projeto individualmente. Portanto, a concepção desses projetos deve apresentar uma boa complementariedade entre as fontes solar e eólica, em base horária diária e mensal, a fim de manter a geração mais estável para que nos horários de pico de uma fonte não seja coincidente com o de outra fonte, possibilitando a contratação de MUST em valor inferior ao somatório das capacidades instaladas e evitando cortes de geração.

Em [50], a EPE apresenta uma proposta metodológica para avaliação de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas com base em estudos de caso para cinco localidades da região Nordeste do Brasil. As localidades estudadas são mostradas na Figura 2.4.



Figura 2.4: Locais Estudados - Fonte: EPE [50]

Para cada local foram avaliadas diferentes configurações para geração eólica e fotovoltaica com o intuito de identificar os principais parâmetros que influenciam na produção de energia e nos cortes decorrentes do limite de capacidade de escoamento dos equipamentos compartilhados pelos empreendimentos. O estudo considerou a instalação de parques fotovoltaicos junto aos empreendimentos eólicos existentes, em um raio de 20 km, de modo que compartilhassem as instalações para conexão e a capacidade de escoamento para a energia produzida. Utilizando-se de simulações baseadas nas séries históricas de ventos e de irradiâncias solares em cada região, a análise focou na identificação e na quantificação ao longo do tempo da necessidade de corte de geração quando a capacidade da conexão fosse ultrapassada pela produção conjunta das duas fontes. As médias horárias para análise são mostradas na Figura 2.5.

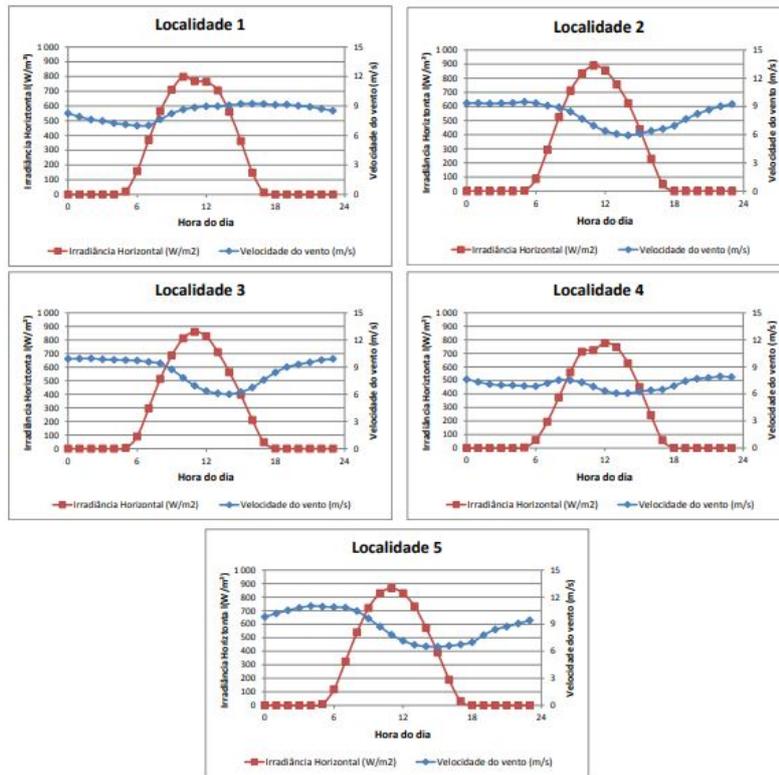


Figura 2.5: Médias horárias dos recursos eólico e solar para os locais estudados - Fonte: EPE [50]

Os resultados obtidos em [50] apontam para a importância da discretização dos dados utilizados, bem como sinalizam que as características dos recursos energéticos locais, sobretudo do perfil diário e sazonal dos ventos, e a configuração de cada usina, são fatores que influenciam sensivelmente o perfil de complementaridade da produção de energia eólico-fotovoltaica, devendo-se ter cautela na generalização dos possíveis benefícios de otimização da infraestrutura de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Já a MRTS Consultoria, realizou um estudo [51] onde foram analisadas a complementaridade da geração eólica e solar em diversas regiões do Nordeste do Brasil com base em dados de medição disponibilizados por diversos agentes de geração do setor. A análise foi realizada com base na reconstrução de séries temporais e comprovou a complementaridade nas localidades estudadas. Foi realizado um análise de contratação do MUST, bem como de custos e benefícios, tal qual uma análise regulatória. Desta análise, foi concluído que há sinergias que podem ser revertidas em economias com os encargos do uso dos sistemas de transmissão ao se associar fontes complementares em um mesmo local de geração. Além disso, os eventos de coincidência de elevada geração solar e eólica em concomitância temporal são, pelo menos parcialmente, mitigados quando estas fontes complementares são associadas, de modo que se deve buscar o MUST que seja economicamente ótimo e descartar

as receitas com geração cortada pelo *curtailment*. Em adicional, é esperado que a redução da variabilidade de injeção de potência no sistema, reduza a necessidade de utilização de recursos de controle de tensão e frequência, contribuindo com a estabilidade do sistema [51].

Em razão do exposto, uma correta análise dos dados utilizados é crucial para o projetar corretamente um parque híbrido eólico-solar. Isso vai permitir o correto dimensionamento dos equipamentos e maximização da utilização da capacidade contratada da rede, reduzindo custos de investimento (CAPEX) e custos de manutenção (OPEX). Para tal, a análise dos dados utilizados e a metodologia considerada, serão melhores detalhadas no Capítulo 3.

## 2.6 Panorama para conexão de geração ao sistema elétrico e sistemática de cálculo de margem de escoamento

Nem sempre as regiões com os melhores recursos energéticos estão localizadas próximas as infraestruturas de transmissão adequadas para seu escoamento. Essa distância torna o custo de investimento dos projetos mais alto e por consequência, afetam o preço do custo da energia para o consumidor final. Dessa forma, visando tornar viável a concepção do projeto, além da escolha de um local com um bom recurso de sol e vento, deve-se levar em consideração a proximidade do ponto de conexão. Em um contexto de crescimento exponencial de renováveis, com tempos de implantação reduzidos em relação ao maior tempo de implantação da transmissão, a EPE viu na análise de cálculo da margem de transmissão uma importante ferramenta para gerenciamento da expansão da geração versus transmissão. O conceito de margem de escoamento surgiu no Brasil em 2013, mediante publicação da Portaria nº 132/2013 [54] pelo MME, onde foi estabelecido o formato de "Leilão de Margem"[55] para o ACR. A ideia principal por trás dessa modalidade de leilão é garantir, por meio de cálculo de margem de escoamento, que tanto em condições normais de operação, quanto em condições de emergência, N-1, não serão encontrados problemas de sobrecarga em equipamentos ou problemas na operação [56]. A margem de transmissão é calculada pelo ONS por meio de premissas e critérios definidos em conjunto com a EPE, já a sistemática do leilão é definida pelo MME. De acordo com informações divulgadas pelo ONS na Nota Técnica de Capacidade Remanescente do SIN [6] e no Mapa de Calor do SIN [57], grande parte das infraestruturas de conexão encontram-se em seu limite de escoamento, principalmente no Nordeste, que é onde há uma maior disponibilidade de recurso eólico e solar. A Figura 2.6 mostra graficamente o resultado do cálculo de margem realizado para o leilão de energia nova A-4/2022,

cuja entrada em operação é 2026, que é parte do objeto de análise deste trabalho. Em vermelho, são mostradas as subestações com capacidade nula e em verde, as subestações com disponibilidade de margem para conexão.

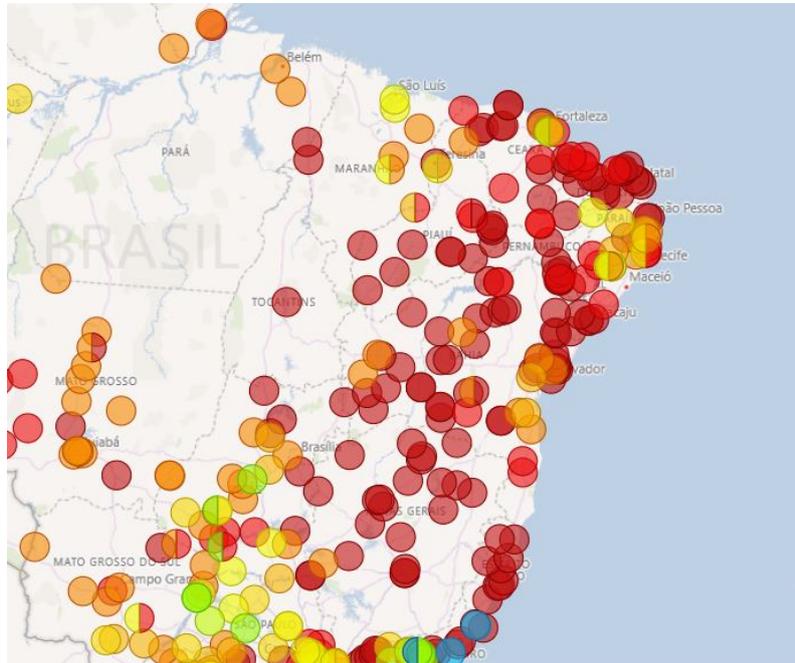


Figura 2.6: Margem de Escoamento das Subestações do Nordeste para 2026 - Fonte: ONS [57]

Cumpre-se destacar que o indicativo de presença ou ausência de margem de escoamento não é garantia de pleno escoamento, mesmo para os projetos vencedores de certames vinculados ao cálculo de margem. Apesar de a Lei 9.074/1995 garantir o livre acesso às redes de transmissão do SIN, este acesso não é irrestrito. Um novo acesso deve ser avaliado do ponto de vista da capacidade de escoamento de energia disponível no sistema elétrico de transmissão, também sob a óptica do impacto das instalações do acessante (gerador) sobre este mesmo sistema elétrico de transmissão (estudos elétricos) e, por fim, quanto ao atendimento aos Procedimentos de Rede (Requisitos Técnicos Mínimos). Os cálculos de margem realizados na ocasião do leilão são realizados para cenários específicos de despacho de usinas, carga e intercâmbio entre subsistemas e não substituem os estudos e processos de acesso ao SIN. Para fins de tomada de decisão do agente de geração sobre a conexão ou não em determinado ponto de conexão, além da formalização e viabilização da conexão junto ao ONS são necessárias análises mais aprofundadas, levando em consideração o comportamento estático e dinâmico do sistema, bem como as usinas já existentes na região de interesse, conforme diretrizes estabelecidas nos Procedimentos de Rede do ONS [58].

A despeito da não garantia de pleno escoamento, o cálculo de margem é uma ferramenta importante na tomada de decisão de investimento dos empreendedo-

res, visto que a mesma pode informar de forma preliminar possíveis restrições de geração e por consequência, um possível impacto no retorno financeiro do empreendimento. Nessa perspectiva, esse trabalho levará em consideração o cálculo de margem de escoamento para o barramento candidato a ser definido para as áreas de interesse analisadas, de forma a exemplificar as vantagens da consideração dos projetos híbridos de geração do ponto de vista de otimização da utilização da capacidade remanescente do SIN e redução dos custos dos encargos pagos para implantação dos projetos.

## 2.7 Encargos de Uso do Sistema de Transmissão

A expansão do sistema de transmissão é planejada pelo MME, que consolida as licitações ou autorizações das obras de transmissão as concessionárias de transmissão, de acordo com os estudos de planejamento da expansão, realizados pela EPE e do plano de ampliação e reforço realizado pelo ONS [59]. Os serviços de transmissão são pagos por meio da RAP, que é rateada por todos os usuários do sistema de transmissão (distribuidoras, geradores, consumidores livres e importadores e exportadores de energia elétrica), sendo 50% de responsabilidade dos agentes de geração e o restante pago pelo consumo [60]. A RAP é paga por meio dos EUST, que é apurado mensalmente pelo ONS, sendo esta formada pelo MUST contratada pelo usuário do sistema e pela TUST homologada pela ANEEL [5]. O MUST é contratado por cada usuário do sistema de transmissão por meio do CUST firmado entre as partes. A apuração de serviços e encargos de transmissão tem por base, atualmente, a REN 954/2021 [19] e considera os MUST contratados e os MUST verificados, por ponto de conexão. De acordo com o submódulo 8.3 dos Procedimentos de Rede [58], o EUST, sem considerar a ultrapassagem, resume-se a 2.1:

$$EUST = TUST \times MUST_{PER} \quad (2.1)$$

Sendo:

- EUST: Encargo de Uso do Sistema de Transmissão;
- $MUST_{PER}$ : Montante de Uso do Sistema de Transmissão Contratado na modalidade Permanente vigente no mês de apuração;
- TUST: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão.

Em caso de ultrapassagem, os adicionais ao EUST aplicados são calculadas de acordo com 2.2:

$$ADCEUST = TUST \times (MUST_V - MUST_{PER}) + 3 \times TUST \times (MUST_V - 1,01 \times MUST_{PER}) \quad (2.2)$$

Sendo:

- ADCEUST: Adicionais de Encargo de Transmissão;
- $MUST_V$ : Valor do MUST verificado;

Com relação a TUST , até a publicação da Lei 14.120/2021, agentes renováveis possuíam incentivos em suas tarifas. Com a revogação dos subsídios, ao que se refere as alterações nos descontos das tarifas especificamente aos agentes renováveis eólico e solar, os descontos foram mantidos (até o final de vigência do contrato de concessão) para aqueles empreendimentos com fontes incentivadas que solicitaram a outorga, ou alteração de outorga, até 02/03/2022 e que iniciem a operação de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 meses. A partir desta data, os descontos tarifários são descontinuados. Assim sendo, o fim do incentivo tarifário resultará em um aumento significativo do EUST , aumentando significativamente o custo de investimento dos empreendimentos [11].

Em face a vigência de REN 954/2021 [19], onde se torna possível a contratação, por duas ou mais fontes, de um MUST único, os projetos híbridos vem se tornando cada vez mais interessantes, dado que o compartilhamento pode reduzir os encargos a serem pagos pelos agentes e compensar, em partes, o fim dos descontos tarifários. Neste sentido, o presente trabalho irá analisar a composição ótima de um projeto híbrido, mediante aproveitamento do MUST já contratado, levando em consideração o custo  $\times$  benefício da contratação adicional de MUST  $\times$  o custo do corte de geração.

# Capítulo 3

## Metodologia

Conforme mencionado anteriormente, este trabalho propõem-se a apresentar uma proposta metodológica para desenvolvimento de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas, sob o ponto de vista energético, face a complementariedade de geração, associado a análise de concorrência e análise de margem de escoamento com base em estudos de caso para diferentes localidades e composições de usina. Em adicional, a metodologia proposta apresentará a análise da composição ótima dos projetos híbridos, face os encargos de uso do sistema, e uma análise de corte de geração em função do MUST ótimo contratado. A metodologia empregada nesta pesquisa foi desenvolvida em 6 etapas. Em resumo, a primeira etapa, cuja metodologia encontra-se detalhada na seção 3.5 diz respeito à definição das áreas de interesse para verificação da correlação de complementariedade. Tal definição é realizada com base em dados de geração disponibilizados pela EPE em [14]. A segunda etapa, descrita na seção 3.2, com base nas áreas de interesse definidas em 3.5, utiliza a análise de complementariedade da geração eólica e solar. Tal análise é realizada através de análise gráfica e correlação de Pearson para verificar o grau de complementariedade. Na sequência, de forma a definir as melhores áreas para o desenvolvimento de projetos, conforme descrito na seção 3.3, realiza-se a análise da margem para escoamento da geração pelo sistema de transmissão na Rede Básica do SIN, para os anos de 2026 e 2028, a fim de avaliar a viabilidade de escoamento da região. O cálculo foi feito a partir dos resultados obtidos na seção 3.5, isto é, considerou-se as subestações/barramentos próximos da áreas de interesse analisadas. Para tal, foi utilizado o programa ANERED[61], baseando-se nas premissas e critérios estipuladas pelo ONS e EPE na Nota Técnica nº NT-ONS DPL 0007/2022 / EPE-DEE-RE-002-r0/2022 [15]. Verificou-se então as margens existentes das subestações elencadas, antes e depois da entrada em operação das obras indicadas pela EPE nos relatórios de atendimento a geração da região Nordeste [62][63] e Norte de Minas [8]. Em adicional, conforme descrita na seção 3.5, realiza-se a análise quantitativa e qualitativa da concorrência existente nas áreas de interesse analisadas. Verificou-se então o risco associado a competição por conexão

nos locais analisados. Com base na análise dos resultados obtidos, foram escolhidas as melhores áreas para desenvolvimento de projetos, considerando o potencial eólico-solar e a existência ou ausência de concorrência local e margem de escoamento. De posse da definição das áreas resultantes das análises anteriores, é realizada definição da composição ótima dos projetos com base na análise do montante de uso do sistema ótimo e comparação entre os encargos de uso do sistema de transmissão. A seção 3.6 descreve os 21 cenários de composição de um projeto híbrido/associado para as localidades analisadas, sendo a potência máxima do projeto definida como 100 MW. Considerou-se a contratação de um MUST otimizado, variando entre 100% da potência do projeto até a potência da fonte de maior parcela do projeto, conforme previsto na REN 954/2021[19]. Essa análise levou em consideração a extinção do incentivo tarifário, conforme previsto na lei nº 14.120/2021[10]. Por fim, a Seção 3.7 define, com base na composição ótima encontrada na Seção 3.6, o *curtailment*<sup>2</sup> que será encontrado mensalmente. É importante ressaltar que a análise realizada leva em consideração apenas os dados de medição de um ano concomitante e dessa forma, não leva em consideração a variabilidade interanual da geração eólica e solar. De forma simplificada, a Figura 3.1 apresenta as principais etapas realizadas na metodologia proposta e aplicada neste trabalho.

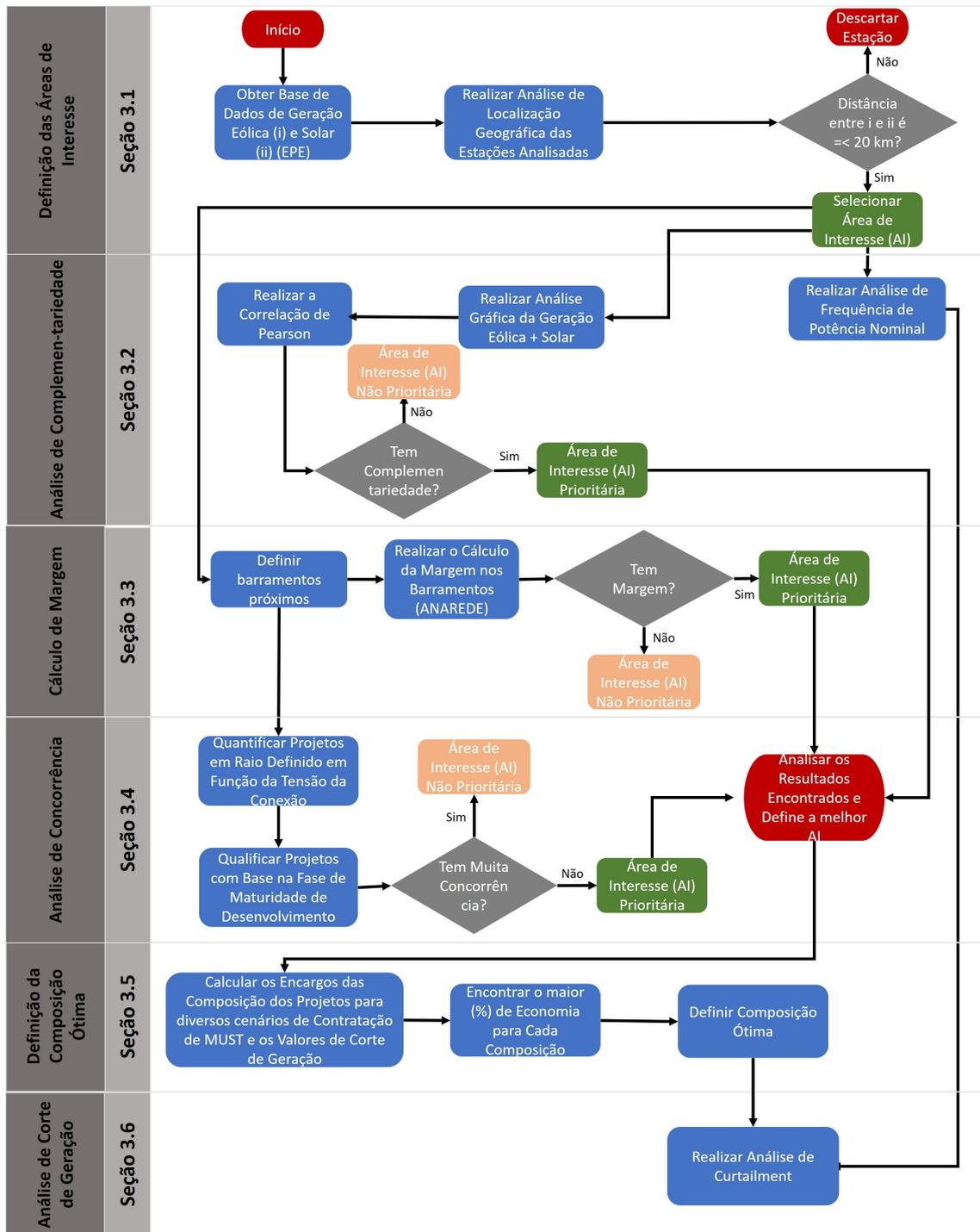


Figura 3.1: Fluxograma da Metodologia do Trabalho. Fonte: Elaborado pelo Autor

### 3.1 Metodologia para Definição das Áreas de Interesse

As áreas de interesse para desenvolvimento de projetos são definidas com base na disponibilidade de recurso de vento, no caso do geração eólica e irradiação, no caso da geração solar. Um local com alta disponibilidade de ambos os recursos concomi-

tantemente é considerado uma área de interesse prioritária para desenvolvimento de projeto híbridos de geração.

A Figura 3.2 mostra o resumo da metodologia que será apresentada.

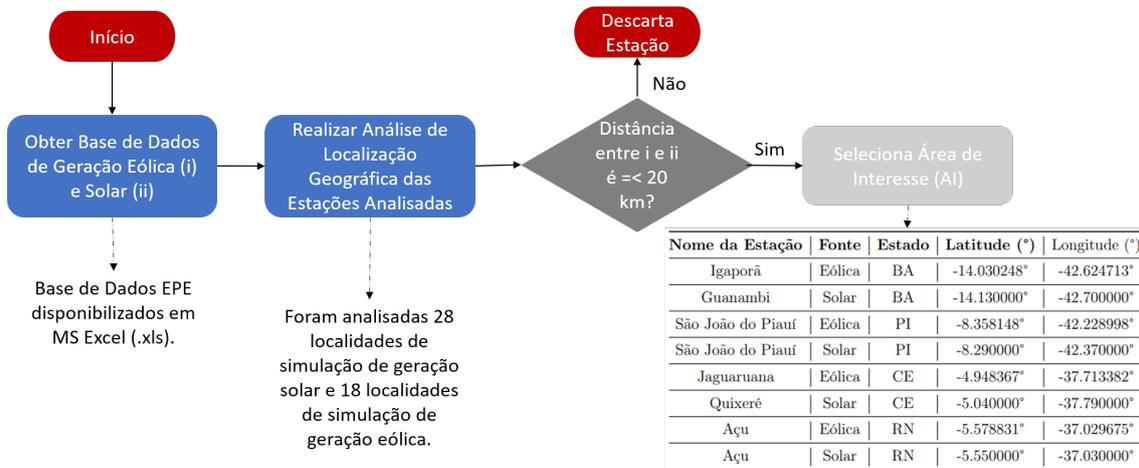


Figura 3.2: Resumo da Metodologia para Definição da Área de Interesse. Fonte: Elaborado pelo Autor

### 3.1.1 Premissa para definição Áreas de Interesse

Para fins de definição de áreas de interesse para desenvolvimento de projetos híbridos eólico-solar, dados reais de medição na região analisada são parte essencial para a elaboração do estudo e análise da complementariedade. Contudo, existe certa dificuldade na obtenção de dados reais certificados, que apesar de serem requisitos técnicos para habilitação em leilões de energia, os dados enviados à EPE não são de domínio público.

Dessa forma, para a análise realizada neste trabalho foi utilizada a metodologia aplicada pela EPE em [14]. Os arquivos utilizados encontram-se disponíveis em formato MS Excel (.xls) (Fotovoltaica.xlsx e Eolica\_10\_min.xlsx) no site da EPE [14].

Tendo em mãos a localização geográfica das estações de medição candidatas, foi considerada a metodologia desenvolvida pela EPE [50], onde foi definido 20 km como critério de distância máxima entre os estações, em função da premissa de que as usinas compartilham o mesmo ponto de conexão. No total foram analisadas 18 localidades com simulações de geração eólica e 28 localidades com simulações de geração solar, ambas localizadas no Nordeste do país.

Dos locais analisados, apenas quatro deles atendem as premissas de distância consideradas neste trabalho. As localidades analisadas são apresentadas na Tabela 3.1.

Nome da Estação	Fonte	Estado	Latitude (°)	Longitude (°)
Igaporã	Eólica	BA	-14.030248°	-42.624713°
Guanambi	Solar	BA	-14.130000°	-42.700000°
São João do Piauí	Eólica	PI	-8.358148°	-42.228998°
São João do Piauí	Solar	PI	-8.290000°	-42.370000°
Jaguaruana	Eólica	CE	-4.948367°	-37.713382°
Quixeré	Solar	CE	-5.040000°	-37.790000°
Açu	Eólica	RN	-5.578831°	-37.029675°
Açu	Solar	RN	-5.550000°	-37.030000°

Tabela 3.1: Localidades Estudadas. Fonte: Adaptado de EPE [14]

## 3.2 Metodologia para Análise de Complementariedade

A partir dos dados de geração eólica e fotovoltaica de cada região de análise foram plotadas curvas de geração em p.u. em bases horárias (0h até 23h) de ambas as fontes, tendo sido realizado a média horária mensal para o ano analisado. Após o cálculo de energia individual de cada fonte foi realizada uma análise do somatório das gerações eólica e fotovoltaica, simulando uma geração híbrida nas regiões de análise.

A Figura 3.3 mostra o resumo da metodologia que será apresentada.

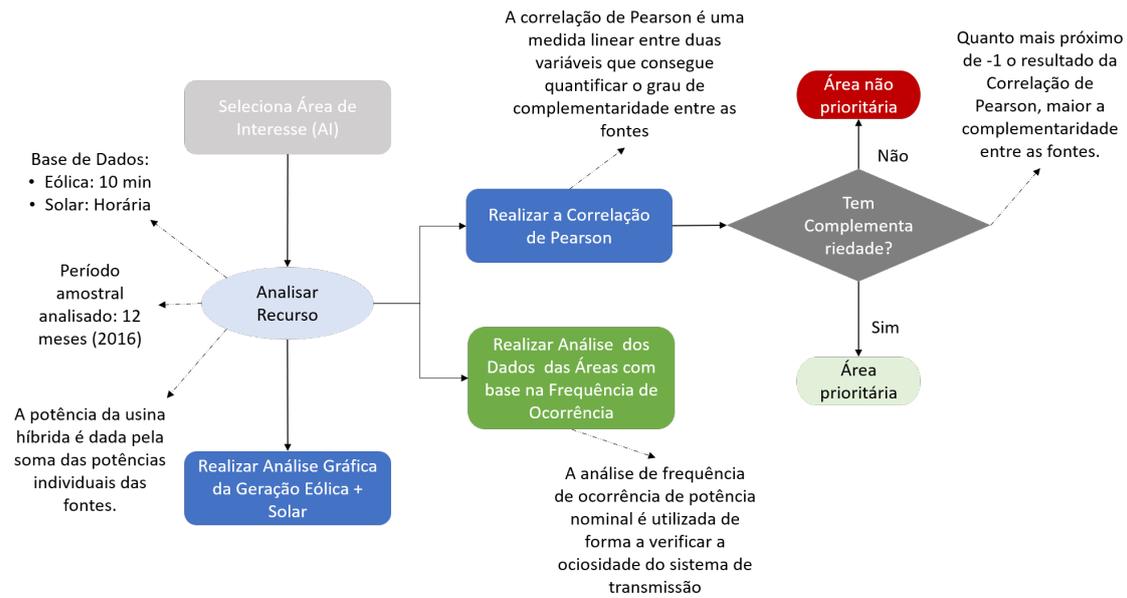


Figura 3.3: Resumo da Metodologia para Análise da Complementariedade. Fonte: Elaborado pelo Autor

### 3.2.1 Análise dos Dados

Para a análise realizada neste trabalho foi utilizada a metodologia aplicada pela EPE em [14] para fins de simulações para estimativas energéticas. Os dados simulados foram normalizados no sistema por unidade (sistema p.u.). Para a estimativa de geração solar fotovoltaica, a EPE utiliza dados horários de irradiação global horizontal retirados da base de dados do modelo de transferência radiativa cedido pelo LABREN - INPE, o BRASIL-SR e dados horários de temperatura, retirados da base de dados do MERRA 2. As simulações são realizadas com o auxílio do programa SAM[14]. Considerando que o SAM possui entrada de dados anual, 365 dias, realiza-se os cálculos dos 12 (doze) meses de dados de cada localidade separadamente após a análise de falhas e cálculo da irradiação difusa, simula-se então a produção horária para cada localidade. No caso dos anos bissextos, exclui-se o dia 29/02. Fatores como perda por temperatura do módulo, eficiência do inversor e ângulo de incidência solar, são calculados pelo software; Enquanto outros, são inseridos manualmente e foram definidos a partir de valores encontrados na base de dados do AEGE, de forma que os fatores de capacidade encontrados fossem próximos a valores de projetos reais. As características técnicas e configurações dos geradores fotovoltaicos considerados nas simulações são apresentados na Tabela 3.2.

Para a estimativa de geração eólica, as simulações são realizadas com base nos dados médios de velocidade de vento do AMA de 10 em 10 minutos. A partir das curvas de potência dos geradores estima-se a geração de um único gerador posicio-

<b>Módulos</b>	
Tipo de Célula	Silício monocristalino bifacial
Potência nominal Máxima	375 W
Bifacialidade	0,85
<b>Inversores</b>	
Potência CA	3.109 kW
<b>Arranjo</b>	
Módulo em série	24
Séries em Paralelo	444
Potência CC Total	3.997 kW
Fator de Dimensionamento	0,78
Estrutura	Rastreamento de 1 eixo

Tabela 3.2: Equipamentos e arranjos considerados na usina padrão para estimativa de geração. Fonte: Adaptado de EPE [14]

nado no local das medições. Segundo a EPE [14] essa geração pode ser ordenada pelo número de aerogeradores de cada parque, e apesar de simples apresenta resultados robustos e coerentes para estudos. As características técnicas dos aerogeradores considerados nas simulações são apresentadas na Tabela 3.3.

<b>Fabricante</b>	<b>Modelo</b>	<b>Diâmetro do Rotor (m)</b>	<b>Potência (MW)</b>
GE	GE158	158	5,5
Siemens Gamesa	SG145	145	4,8
Siemens Gamesa	SG170	170	6,2
Vestas	V126	126	3,3
Vestas	V150	150	4,2
WEG	AGW147	147	4,0

Tabela 3.3: Aerogeradores considerados na análise para estimativa de geração. Fonte: Adaptado de EPE [14]

### 3.2.2 Definição do Período Amostral

Para seleção dos locais a serem avaliados, o primeiro critério é a necessidade de medições, tanto anemométricas quanto solarimétricas, por período não inferior a 12 meses consecutivos e concomitantes. Sabe-se que quanto maior o período de medição, mais significativa a amostra. Com base nos dados disponíveis, as medi-

ções simultâneas ocorrem no ano de 2016, o qual será considerado como o período amostral na metodologia proposta neste trabalho.

### 3.2.3 Análise da Frequência de Ocorrência

De forma a verificar graficamente as vantagens dos projetos híbridos de geração, foi realizada a análise de frequência de ocorrência de potência nominal e em patamares de geração variando de 5 em 5%. Essa análise permite verificar a ociosidade do sistema de interesse restrito caso os projetos analisados fossem concebidos de forma individual, ou seja, apenas complexo eólico ou apenas complexo solar, e compara com a geração da composição do sistema híbrido. Assim este trabalho utilizou análise gráfica para verificar visualmente as vantagens, do ponto de vista de otimização do uso do sistema de transmissão, em caso de projetos híbridos de geração. Para criar a curva de frequência x potência do projeto eólico e solar das áreas de interesse, baseado nos dados obtidos de geração [14], foi analisada a frequência de ocorrência de potência nominal. Esse dado foi obtido analisando quantas vezes a geração encontrada durante determinada hora de determinado mês é igual a geração nominal esperada do projeto, ou seja, 1 p.u. Vale ressaltar que, em função da limitação dos dados analisados, a análise foi feita para um ano de geração, e dessa forma, é de conhecimento a primeira metade da vida útil do projeto está subestimada e a segunda metade sobrestimada.

### 3.2.4 Análise da Complementariedade

Com a finalidade de quantificar o grau de complementariedade das regiões analisadas e criar um critério para comparação entre elas, foi utilizado um estudo de correlação entre as fontes, utilizando o coeficiente de correlação de Pearson ( $r$ ) [64], que é uma medida linear entre diversas variáveis, calculada pela equação 3.1:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n [(X_i - \bar{X}_i)(Y_i - \bar{Y}_i)]}{\sqrt{\sum_{i=1}^n [(X_i - \bar{X}_i)^2] \sqrt{\sum_{i=1}^n [(Y_i - \bar{Y}_i)^2]}} \quad (3.1)$$

Onde:

- $n$ : é o número de elementos analisados;
- $X_i$ : é o elemento referente a variável X;
- $Y_i$ : é o elemento referente a variável Y;
- $\bar{X}_i$  e  $\bar{Y}_i$  são as médias dessas grandezas, ou seja:

$$\bar{X}_i = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i$$

$$\bar{Y}_i = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Y_i$$

O resultado da correlação de Pearson pode variar entre -1 e 1, onde a correlação positiva entre X e Y indica que existe uma relação direta entre as variáveis, ou seja, quando há crescimento de X, há crescimento de Y. Já quando há uma correlação negativa indica uma relação indireta entre as variáveis, ou seja, quando há crescimento de X, há decréscimo de Y. A correlação perfeita ocorre nos extremos, e uma correlação zero indica que não há relação linear entre as variáveis [64].

Dessa forma, afim de analisar complementariedade de geração, é ideal que a correlação entre a geração eólica e geração solar seja negativa e idealmente mais próxima de -1. Dessa forma, foi calculado o ano típico de geração eólica e solar, com base na média de geração horária para o ano analisado e em seguida foi calculada a correlação mensal para cada localidade analisada e, por fim, foram feitas análises a fim de verificar a localidade com melhor complementariedade e como consequência, melhor local, do ponto de vista de geração, para desenvolvimento de um projeto híbrido.

### 3.3 Metodologia para Cálculo de Margem de Transmissão

As análises de margem de transmissão são baseadas nos critérios e premissas definidos pelo ONS em conjunto com a EPE em um período anterior à um leilão de margem [55]. São emitidas duas notas técnicas, sendo a primeira referente a metodologia, os critérios e premissas para definir o montante de margem de escoamento remanescente para fins de injeção de potência do sistema de transmissão e a segunda referente dados sobre os quantitativos da capacidade remanescente para fins de escoamento dos barramentos, áreas e subáreas dos barramentos candidatos no horizonte do leilão. O cálculo de margem de escoamento tem como objetivo calcular a máxima injeção de potência em um ponto do sistema sem que ocorram violações tanto em operação normal (N) quanto em operação de emergência (N-1). Assim, o presente trabalho verifica quais as subestações/barramentos próximas as áreas de interesse definidas em 3.5. Com base nesses barramentos candidatos, foi realizada a análise de margem de escoamento com bases nas premissas e critérios estipuladas pelo ONS e EPE na nota técnica nº NT-ONS DPL 0007/2022 / EPE-DEE-RE-002-r0/2022 [15]. O Submódulo 2.3 dos procedimentos de rede [65] define os limites de operação que devem ser analisados nos estudos de fluxo de potência para verificar o comportamento do sistema elétrico em regime permanente. Para tal, são avaliados os níveis de tensão nos barramentos e nível de carregamento dos equipamentos, con-

siderando uma condição de geração, carga e intercâmbio do sistema para o ano de entrada em operação analisado. A capacidade remanescente é definida pelo cenário mais restritivo analisado e limitada em caso de superação de capacidade de algum equipamento. A capacidade de escoamento foi calculada a partir de um processo de incrementos sucessivos de geração, no programa computacional ANAREDE, software de análise de redes elétricas desenvolvido pelo CEPEL [61]. Neste trabalho, a análise em questão foi realizada apenas para o barramento candidato, não sendo realizada a análise para área e subárea, pois essas são premissas definidas caso a caso pelo ONS.

A Figura 3.4 mostra o resumo da metodologia que será apresentada.

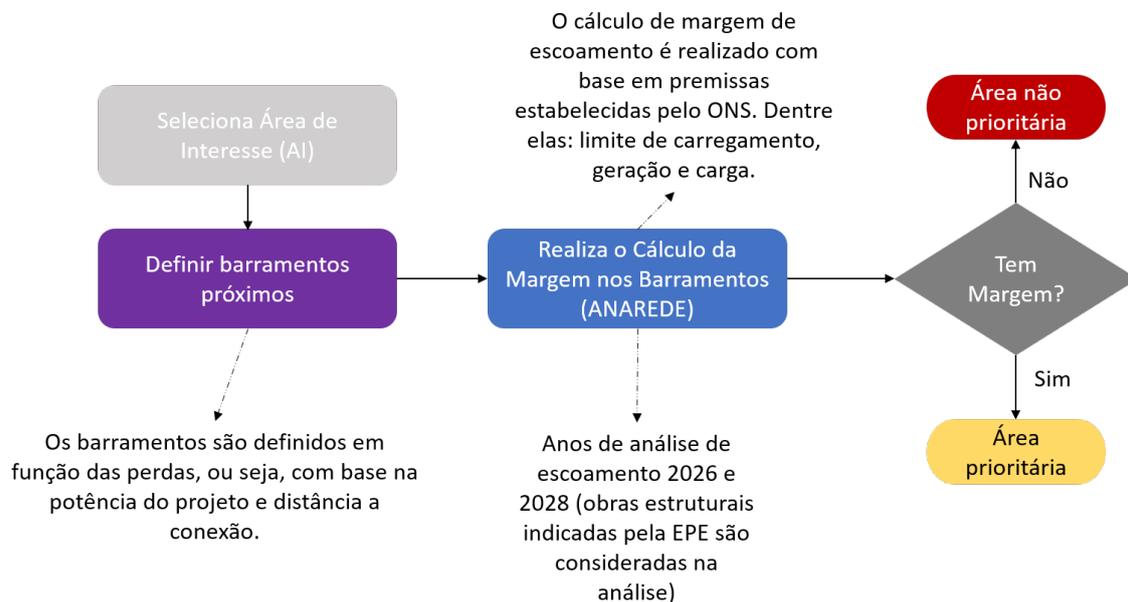


Figura 3.4: Resumo da Metodologia para Cálculo de Margem de Escoamento. Fonte: Elaborado pelo Autor

### 3.3.1 Premissas para Cálculo de Margem

Mediante definição dos barramentos candidatos, que no presente trabalho foram definidos em função da distância geográfica das áreas de interesse analisadas, devem ser obtidos os casos de referência para análise e definido os anos de entrada em operação para análise. Como os dados de geração eólica disponibilizados pela EPE[14] são obtidos de estações meteorológicas de subestações da rede básica, os barramentos candidatos analisados foram definidos como os barramentos das subestações de onde são obtidos os dados de medição. A definição do ano de entrada em operação para análise de margem de escoamento, neste presente trabalho, pretende verificar o cenário atual de capacidade de escoamento da rede e a evolução da capacidade mediante

entrada em operação das obras informadas como necessidade, para o ano de 2028, pela EPE nos relatórios de expansão de transmissão para escoamento de geração [8][62][66][63]. Para a análise de margem de escoamento deve ser utilizado o caso base mais atual disponibilizado pelo ONS, neste trabalho foi utilizado o PAR/PEL 2023-2027. Em virtude do elevado montante de geração que está sendo contratado nas regiões Norte/Nordeste, com destaque para as usinas fotovoltaicas e eólicas, os casos de referência disponibilizados pelo ONS foram montados separadamente considerando a influência do acesso na região analisada. Para isso, foram representadas as usinas eólicas e fotovoltaicas que detêm Parecer de Acesso válido, ou que estejam em processo de obtenção de Parecer de Acesso, ou que se sagraram vencedoras em leilões de energia. Dessa forma, são disponibilizados pelo ONS quatro casos distintos com dois cenários em cada (Nordeste exportador e Norte exportador para o Nordeste), discriminados pelo estado do acesso, como segue:

- Caso A: Para os estudos de acesso nos estados – RN, PB e CE. Para os pontos de conexão Acaraú II, Acaraú III, Sobral II, Sobral III, Tianguá II, Ibiapina II e Tauá II, considerar o Caso B.
- Caso B: Para os estudos de acesso nos estados – PE, AL, Parnaíba III, Acaraú II, Acaraú III, Sobral II, Sobral III, Tianguá II, Ibiapina II e Tauá II. Para os pontos de conexão Zebu, Xingó e Luiz Gonzaga, considerar caso C.
- Caso C: Para os estudos de acesso nos estados – BA, SE, Zebu, Xingó e Luiz Gonzaga.
- Caso D: Para os estudos de acesso nos estados – PI, MA, TO, AP, AM e PA. Para o ponto de conexão Parnaíba III, considerar caso B.

Desta forma, para o presente trabalho, foi definido como ano de análise o ano de 2026 e o ano de 2028, onde a base de dados do ano limite do horizonte da base de dados mais atual disponível, 2027, foi atualizada com as obras indicadas nos relatórios de expansão emitidos pela EPE, de forma a resultar uma capacidade de escoamento orientativa, considerando a premissa de que essas obras entraram na data de necessidade informada pela EPE. Os casos utilizados do PAR/PEL 2023-2027 correspondem aos meses de dezembro de 2026 e dezembro de 2027 atualizado e aos estados das áreas de interesse em análise. Os cenários de referência a serem utilizados variam de acordo com a região do barramento a ser avaliado, e são indicados em [15], assim como a configuração da geração e da transmissão. Os níveis de despacho de potência de todas as usinas a serem consideradas são indicados de acordo com o tipo de fonte e com o cenário de referência. De acordo com as orientações para os estudos de acesso nas regiões Norte/Nordeste [67], após a obtenção do caso de referência para

análise, devem ser realizadas alterações das gerações das usinas conectadas a barra candidata, onde a mesma deve ser considerada como 100% da potência contratada, independentemente do tipo de fonte, exceto para a geração solar, a qual deverá permanecer com o despacho de 25% apenas no cenário de carga leve. As demais usinas deverão ser consideradas conforme os cenários de cada caso. A informação sobre a potência nominal das usinas são obtidas por meio de uma relação de usinas disponibilizada pelo ONS juntamente ao caso base.

Além disso, devem ser realizadas as devidas adequações no caso base disponibilizado de modo a retratar a configuração de transmissão e geração previstas para a data de entrada do empreendimento. As informações sobre gerações levam em consideração as datas informadas nos CUST assinados e nos processos de acesso junto ao ONS, que pode ser consultada através do mapa dinâmico relativo aos pareceres de acesso em andamento[68] e obras de transmissão são obtidas através da Reunião de Monitoramento da Expansão da Transmissão do DMSE, onde são informadas as datas tendência de entrada em operação das obras outorgadas.

Assim, foram realizadas as referidas análises nas barras candidatas selecionadas e registrados os máximos valores obtidos e seus fatores limitantes. Foram analisados os cenários Nordeste exportador, cargas média e leve, e Norte exportador para o Nordeste, carga média, conforme descrito abaixo:

- (a) Cenário 1: Nordeste Exportador - Patamar de Carga Leve de verão de 2026/2028, com ênfase em geração eólica.

Sendo os despachos nas usinas da região geoeletrica Nordeste:

- 80% nas usinas eólicas do interior <sup>1</sup> do Nordeste;
- 60% nas usinas eólicas no litoral<sup>1</sup> do Nordeste;
- 25% nas usinas solares fotovoltaicas;
- 22% nas usinas hidrelétricas;
- Até 82% das usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito, isto é, limite de disponibilidade do parque térmico, considerando o valor de inflexibilidade ou de despacho por razões elétricas.

Sendo os despachos nas usinas da região geoeletrica Norte:

- 80% nas usinas eólicas do interior <sup>1</sup> do Nordeste;
- 60% nas usinas eólicas no litoral <sup>1</sup> do Nordeste;

---

<sup>1</sup>São consideradas usinas eólicas localizadas no litoral aquelas que estão instaladas em raio de até 30 km do litoral e em elevações não superiores a 100 metros do nível do mar. As demais são consideradas localizadas no interior.

- 25% nas usinas solares fotovoltaicas;
- 33% nas usinas hidrelétricas;
- Até 89% das usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito, isto é, limite de disponibilidade do parque térmico, considerando o valor de inflexibilidade ou de despacho por razões elétricas.

(b) Cenário 2: Nordeste Exportador - Patamar de Carga Média de verão de 2026/2028, com ênfase em geração eólica.

Sendo os despachos nas usinas da região geoeletrica Nordeste:

- 75% nas usinas eólicas do interior <sup>1</sup> do Nordeste;
- 75% nas usinas eólicas no litoral <sup>1</sup> do Nordeste;
- 85% nas usinas solares fotovoltaicas;
- 22% nas usinas hidrelétricas;
- Até 82% das usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito, isto é, limite de disponibilidade do parque térmico, considerando o valor de inflexibilidade ou de despacho por razões elétricas.

Sendo os despachos nas usinas da região geoeletrica Norte:

- 75% nas usinas eólicas do interior <sup>1</sup> do Nordeste;
- 75% nas usinas eólicas no litoral <sup>1</sup> do Nordeste;
- 85% nas usinas solares fotovoltaicas;
- 33% nas usinas hidrelétricas;
- Até 89% das usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito, isto é, limite de disponibilidade do parque térmico, considerando o valor de inflexibilidade ou de despacho por razões elétricas.

(c) Cenário 3: Norte Exportador para o Nordeste - Patamar de Carga Média de verão de 2026/2028.

Sendo os despachos nas usinas da região geoeletrica Nordeste:

- 25% nas usinas eólicas do interior <sup>1</sup> do Nordeste;
- 25% nas usinas eólicas no litoral <sup>1</sup> do Nordeste;
- 85% nas usinas solares fotovoltaicas;
- 22% nas usinas hidrelétricas;

- Até 82% das usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito, isto é, limite de disponibilidade do parque térmico, considerando o valor de inflexibilidade ou de despacho por razões elétricas.

Sendo os despachos nas usinas da região geoeletrica Norte:

- 25% nas usinas eólicas do interior <sup>1</sup> do Nordeste;
- 25% nas usinas eólicas no litoral <sup>1</sup> do Nordeste;
- 85% nas usinas solares fotovoltaicas;
- 92% nas usinas hidrelétricas;
- Até 89% das usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito, isto é, limite de disponibilidade do parque térmico, considerando o valor de inflexibilidade ou de despacho por razões elétricas.

Os valores em percentual (%) de despacho das usinas, diz respeito a potência instalada das usinas e os mesmos são definidos pelo ONS com base nas curvas de permanência de geração eólica e solar fotovoltaica.

Nas análises realizadas foram considerados limites de curta e longa duração dos equipamentos de transmissão declarados no CPST e, no caso das DIT os valores informados pelas transmissoras no âmbito dos estudos do PAR do ONS. Não foram considerados como fatores limitantes, ou seja, fator que impede um equipamento atingir um limite operacional superior ao estabelecido de projeto, caso os mesmos tenham previsão de serem eliminados por meio de ampliações e reforços já propostos até 31 de dezembro do ano de 2026, para no caso de referencia de 2026 e para o caso de 2028, a análise será indicativa, visto que ainda não tem datas estabelecidas para entrada em operação das obras não outorgadas pela EPE.

Os critérios e requisitos estabelecidos nos Procedimentos de Rede [65], referente aos limites de tensão e carregamento, em regime permanente deverão ser atendidos. No que se refere ao critério de confiabilidade, considera-se a contingência (N-1), excetuando-se os seguintes casos, nos quais serão considerados apenas o critério N:

- No caso de conexão a ICG <sup>2</sup>;
- No caso da conexão em subestações da Rede Básica atendidas por apenas um circuito de transmissão, um único transformador.

Após a realização de todos os ajustes necessários no caso de referencia, determina-se o quantitativo da capacidade remanescente, que será determinado pela alocação

---

<sup>2</sup>Instalação de Transmissão de interesse exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada

adicional de geração no barramento candidato até que se verifique violação de um dos requisitos ou critérios, em condição de operação normal (N) ou em contingência (N-1).

Cumprir informar que não foram realizadas análises de curto circuito para verificação da superação de equipamentos em função da entrada de geração adicional. No entanto, com base nos dados históricos dos estudos de margem, nos últimos anos não foram encontradas limitações da margem em função da superação do nível de curto-circuito.

Com relação a viabilidade física de conexão, ou seja, com espaço para novos bays de entrada de linha, foram consideradas as informações disponibilizadas em [6] para o LEN A-4/2022. A classificação dos barramentos é dada por:

- Tipo A: Barramento com possibilidade para novas conexões;
- Tipo B: Barramento sem possibilidade para novas conexões, isto é, inviabilidade técnica e/ou física.

Caso o barramento candidato tenha sido classificado como tipo B, o fator limitante considerado será a viabilidade física de conexão e portanto, terá sua capacidade remanescente nula.

### 3.4 Metodologia para Análise de Concorrência

O acesso as instalações de transmissão têm seu processo definido pelo ONS. O módulo 7 dos Procedimentos de rede [58] define os documentos necessários para o acesso as instalações de transmissão, que envolve desde a obtenção da autorização de implantação junto a ANEEL até a assinatura do CUST ou CUSD junto ao ONS. De acordo com as premissas e critérios para cálculo de margem de escoamento, definidas em [15], apenas são consideradas no cálculo de margem as usinas que possuem esses documentos assinados. Dessa forma, até a firma destes contratos, existe uma "corrida" entre os agentes de geração, que se inicia com a solicitação da DRO, seguido pela obtenção do ato autorizativo junto a ANEEL, obtenção do Parecer de Acesso junto ao ONS e posterior assinatura do CUST ou CUSD.

A Figura 3.5 mostra um fluxograma simplificado da corrida pela garantia física de conexão:

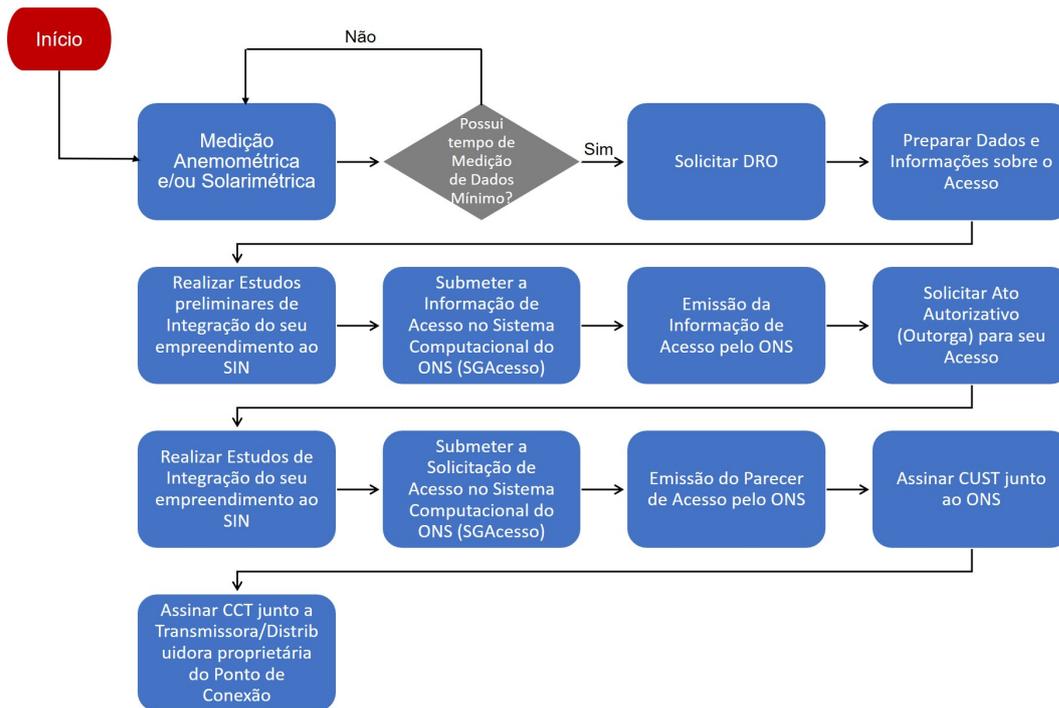


Figura 3.5: Esquemático da "Corrida" para garantia de acesso ao sistema de transmissão. Fonte: Elaborado pelo Autor

Conforme mostrado no esquemático acima, existem diversos passos a serem cumpridos para conseguir assinar o contrato de uso do sistema junto ao ONS. Nessa perspectiva, esse trabalho levará em consideração para a análise da concorrência o status regulatório dos projetos que estão sendo desenvolvidos nas proximidades das áreas de interesse analisadas, de forma a quantificar o risco associado a perda de prioridade de conexão e capacidade de escoamento. Cumpre-se destacar que a presença ou ausência de concorrência no local não é indicativo de viabilidade ou não de desenvolvimento do projeto. Porém, durante o estudo e definição para a melhor localidade para implantação de um projeto, é importante levar em consideração os riscos associados a concorrência de conexão.

A Figura 3.6 mostra o resumo da metodologia que será apresentada.

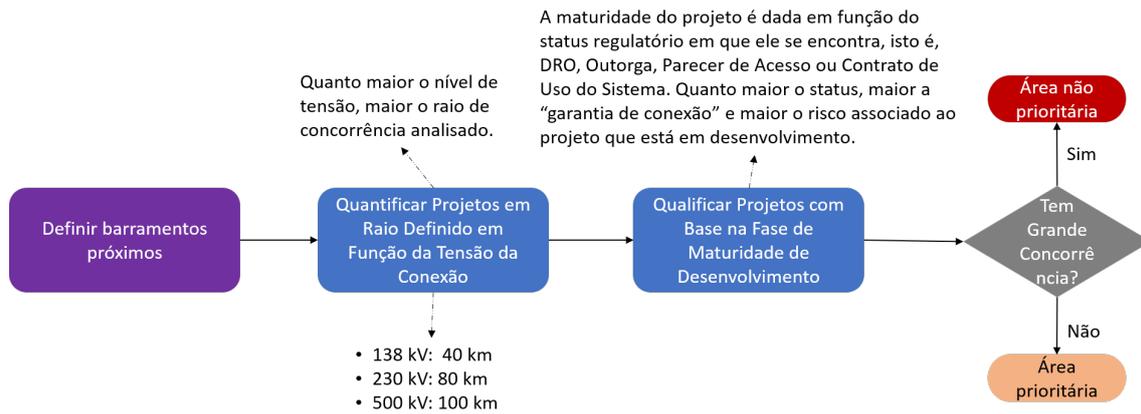


Figura 3.6: Resumo da Metodologia para Quantificação e Qualificação da Concorrência. Fonte: Elaborado pelo Autor

### 3.4.1 Premissas para Análise de Concorrência

Com base nas áreas de interesse definidas, é possível definir critérios e premissas visando a quantificação e qualificação da concorrência existente no local estudado para implantação do projeto.

O mapeamento da concorrência é realizado com base na distância do ponto de conexão analisado para a área de interesse em questão. Para definição das premissas de distância do ponto de conexão a serem analisados, é necessário considerar a potência nominal dos projetos. Com base nos dados informados pela EPE no informe de dados de cadastramento do Leilão A-4/2022 [7], há uma grande demanda de potência cadastrada no Nordeste do país alocada em poucos projetos. Dessa forma, para a análise realizada neste trabalho, foi considerado que os projetos mapeados como concorrentes, serão projetos de médio/grande porte, que para o trabalho em questão são considerados projetos com potência mínima de 400 MW por complexo. Com base em um conceito simples de perdas elétricas, para um mesmo projeto, com mesma potência nominal, distância do ponto de conexão e equipamentos utilizados, quanto menor o nível de tensão de escoamento, maior a corrente, e como consequência, maior a perda elétrica encontrada. Esse conceito é utilizado de forma a definir os raios de análise para levantamento dos dados de projetos. Com base no exposto, são consideradas as seguintes premissas:

- Para conexão em nível de tensão de 138 kV, considera-se como raio de análise uma distância de 40 km do ponto de conexão;
- Para conexão em nível de tensão de 230 kV, considera-se como raio de análise uma distância de 80 km do ponto de conexão;

- Para conexão em nível de tensão de 500 kV, considera-se como raio de análise uma distância de 100 km do ponto de conexão;

Com base na tensão do barramento candidato, definido na Seção 3.3, foi definido o raio de análise máximo e realizado o levantamento quantitativo de todos os projetos concorrentes. A quantificação dos projetos em desenvolvimento na região de análise utilizam os dados disponibilizados pela ANEEL por meio do SIGEL [69] onde são disponibilizados em arquivos em KMZ, que são utilizados na ferramenta computacional google earth, contendo localização geográfica dos empreendimentos monitorados em diversas fases de implantação dos projetos, desde a DRO até a entrada em operação.

Com relação a classificação da maturidade dos projetos, são considerados os dados obtidos nas seguintes plataformas:

- SIGA: São disponibilizados pela ANEEL as informações dos empreendimentos de geração de energia elétrica do parque gerador nacional em diversas fases: desde etapas anteriores à outorgas até a revogação [70];
- Dashboard de Acompanhamento dos Processos de Solicitação de Acesso disponibilizados pelo ONS [68];

Dessa forma, a qualificação dos projetos é dada em função de sua maturidade em função do passo a passo para acesso ao sistema de transmissão [71], conforme descrito abaixo:

- (i) DRO: Projetos que possuem DRO são projetos em fase inicial de desenvolvimento. O DRO é o documento autorizativo emitido pela ANEEL que é utilizado pelo empreendedor para dar entrada ao processo de obtenção de informação de acesso e iniciar o processo de solicitação de Outorga;
- (ii) Outorga: Projetos com Outorga são projetos que estão autorizados a iniciar o processo de implantação. Esse documento é utilizado para dar entrada no processo de solicitação de acesso;
- (iii) Parecer de Acesso: Após dar entrada na solicitação de acesso, o ONS irá realizar diversas análises sistêmicas, conforme determinado nos procedimentos de rede [58], de forma a verificar as condições para a entrada em operação do projeto. O Parecer de Acesso é o documento necessário para assinatura do CUST e CCT e garantia física de conexão junto a transmissora.
- (iv) CUST: Projetos considerados com garantia de conexão.

A proposta da metodologia apresentada neste trabalho considera a definição das áreas de interesse para início de desenvolvimento dos projetos, neste sentido, é considerado que os projetos não possuem ao menos a DRO. Neste sentido, projetos que já solicitaram Parecer de Acesso e já possuem CUST assinado, já estão considerados nas análises de margem de escoamento, conforme descritos na Seção 3.3. Dessa forma, esses projetos não serão considerados como concorrência aos futuros projetos em análise. Ademais, os projetos que já possuem Outorga, neste caso, também estão muito a frente no processo de conexão ao sistema de transmissão, e por esse motivo, também não serão considerados como concorrências ao ponto de conexão. Com base no exposto, apenas os projetos que estão em fase de DRO serão quantificados como possíveis concorrentes. Com base no mapeamento realizado e na qualificação em função de sua maturidade, são verificadas as áreas que possuem maior procura de empreendedores para desenvolvimento de projetos. Esses dados foram levados em consideração para escolha, dentre as áreas de interesse analisadas, do melhor local para implantação do projeto híbrido.

### **3.5 Metodologia para Definição das Áreas de Interesse Prioritárias**

Com base nos resultados obtidos nas análises realizadas nas Seções - é possível definir as áreas prioritárias para desenvolvimento de projetos.

A melhor área de interesse será aquela que possuir maior complementariedade, menor número de concorrência e maior capacidade de escoamento para o ano de operação analisado.

### **3.6 Metodologia para Análise do Cálculo do EUST otimizado**

De forma a verificar a composição ótima dos projetos nas áreas definidas como prioritárias, será definido o MUST ótimo dos projetos.

A MRTS apresentou no âmbito do workshop promovido pela EPE [49] uma proposta metodológica de cálculo de custos e benefícios para parques híbridos, onde a definição do MUST ótimo baseia-se na análise de composições hipotéticas de geração eólica-solar e cálculo do EUST otimizado para cada composição, verificando o valor percentual de economia com custos fixos de transmissão e valor do custo do descarte de geração encontrado.

O EUST é calculado de acordo com a equação 2.1, ou seja, é a multiplicação do valor do MUST contratado e verificado por medição, pelo valor da TUST [58].

O corte de geração é calculado a cada 10 minutos, pela equação 3.2:

$$Corte = Ger_{Hib} - MUST_{Ot} \quad (3.2)$$

Onde:

- *Corte*: Corte de Geração em MW;
- *Ger<sub>Hib</sub>*: Geração Híbrida em MW;
- *MUST<sub>Ot</sub>*: Valor do MUST otimizado em MW.

Dessa forma, na presente análise, foi considerada a análise dos cenários hipotéticos de composição do parque híbrido propostos com base nos seguintes critérios:

- Os dados disponibilizados em [14] referente as usinas fotovoltaicas são horários, enquanto os dados eólicos são de 10 em 10 minutos. De forma a compatibilizar as bases e trabalhar com dados mais discretizados, foi considerado que, para a geração solar, não haveria variação de geração a cada 10 minutos, sendo a geração horária uma média da geração de 10 em 10 minutos;
- A hibridização analisada considera apenas novas usinas;
- As usinas são conectadas ao mesmo ponto de conexão;
- O valor da TUST foi de 8 R\$/KW.mês e foi considerado a extinção do incentivo tarifário, conforme regras expostas na lei nº 14.120/2021[10];
- O valor mínimo para o MUST é o valor da fonte de maior potência, conforme regras vigentes na REN 954/2021 [19];
- Foi considerado o *curtailment*<sup>2</sup>, isto é, caso a geração do somatório das usinas ultrapasse o montante contratado há o corte de geração, impossibilitando assim, nos cálculos a ultrapassagem de demanda, conforme mostrado na equação 2.2;
- O valor da geração considerado foi único para ambas as fontes, 150 R\$/MWh.
- A composição máxima do parque híbrido é de 100 MW, ou seja, a soma da geração eólica e solar, para todas as composições estudadas é de 100 MW.

Os cenários de composição analisados são mostrados na Tabela 3.4:

Cenário	Eólica (MW)	Solar (MW)
1	100	0
2	95	5
3	90	10
4	85	15
5	80	20
6	75	25
7	70	30
8	65	35
9	60	40
10	55	45
11	50	50
12	45	55
13	40	60
14	35	65
15	30	70
16	25	75
17	20	80
18	15	85
19	10	90
20	5	95
21	0	100

Tabela 3.4: Cenários Analisados de Geração

O EUST otimizado foi calculado com base no MUST otimizado analisado, sendo os cenários de MUST estudados variam de 1% em 1% de potência, sendo o valor mínimo igual a potência da maior parcela de geração até 100% da potência do complexo, ou seja, 100 MW.

O fluxograma mostrado na Figura 3.7 mostra o passo a passo para calcular o corte de geração com base no MUST contratado:

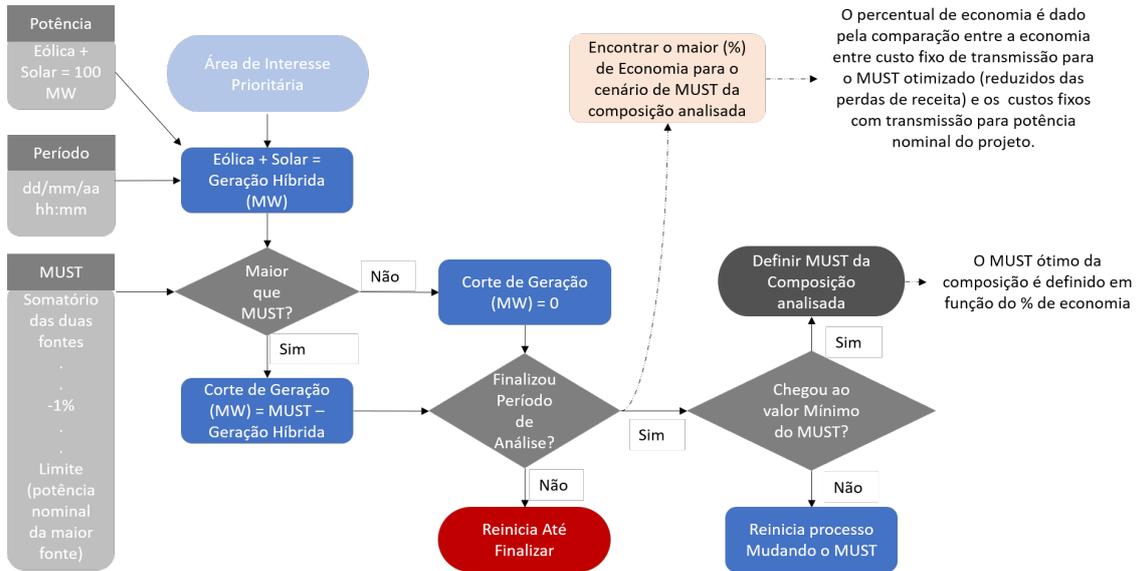


Figura 3.7: Resumo da Metodologia para Definição da Composição Ótima. Fonte: Elaborado pelo Autor

### 3.6.1 Análise do Percentual de Economia com Transmissão

Após finalizar o cálculo do corte de geração com base nos cenários de MUST otimizados analisados, é realizado o levantamento do custo do corte de geração e o valor do percentual de economia. O valor percentual da economia é calculado pela soma entre a economia com o EUST, quando comparado a contratação de EUST referente a 100% da geração, e o valor da perda de receita em função do descarte de geração calculado como mostrado na equação 3.2. A equação 3.3 mostra o cálculo do percentual de economia:

$$(\%)Economia = \frac{EUST_{Ot} + Corte}{EUST_{TOTAL}} \quad (3.3)$$

Onde:

- $EUST_{Ot}$ :  $MUST_{Ot} \times TUST$
- $EUST_{TOTAL}$ :  $MUST_{100\%} \times TUST$

Dessa forma, no presente trabalho são realizados os cálculos de corte de geração para os cenários de MUST otimizados e percentual de economia encontrados para as áreas de interesse prioritárias.

### 3.6.2 Definição das Composições do Projeto

Essa etapa baseia-se na definição da composição ótima do projeto com base no maior valor de percentual de economia encontrado. Após cálculo do percentual de economia calculado na equação 3.3 para todos os cenários de MUST otimizados analisados, o cenário de geração que possui o maior percentual de economia foi o cenário definido como a composição ótima do projeto.

## 3.7 Metodologia para Análise de Curtailment

Conforme metodologia apresentada pela EPE em [50] devido à sazonalidade nos perfis de recurso, principalmente eólico, é esperado que o corte de energia também seja variável ao longo do ano. Com o intuito de avaliar esse efeito na composição ótima encontrada, foi realizada a análise dos cortes de energia em base mensal. Adotou-se que se a produção combinada eólica e fotovoltaica ultrapassar a capacidade de contratada, o corte se dará na usina fotovoltaica, conforme metodologia utilizada pela EPE em [50], e o resultado apresentado é o resultado do corte percentual em relação a geração solar registrada no mês de análise.

A Figura 3.8 mostra o resumo da metodologia que será apresentada.

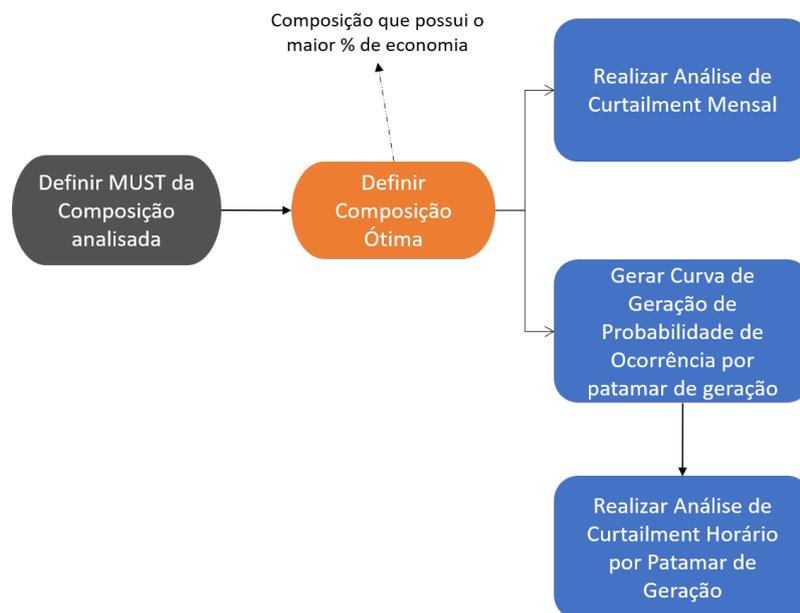


Figura 3.8: Resumo da Metodologia para Análise de Curtailment. Fonte: Elaborado pelo Autor

# Capítulo 4

## Estudo de Caso

Nesse Capítulo são apresentados os principais resultados da metodologia proposta e apresentada no Capítulo 3. Tal Capítulo foi dividido em 8 seções, a primeira apresenta a limitação das análises, dadas principalmente em função da dificuldade de obtenção de dados concomitantes por longo período amostral. A segunda Seção, apresenta a análise dos dados de geração das áreas de interesse definidas com base no resultado da análise geográfica dos dados utilizados. Em seguida, a partir dos resultados da Seção 4.2, foi realizada a análise de complementariedade dos dados de geração com a finalidade de verificar se há complementaridade entre as gerações e definição das áreas que serão analisadas com base na Correlação de Pearson encontrada. De posse dos resultados da Seção 4.3, é feito na Seção 4.4 a definição das subestações de conexão dos projetos hipotéticos, definidas em função da distância das áreas de interesse analisadas e é realizada uma análise de margem para fins de escoamento no sistema de transmissão. Na Seção 4.5 é realizada uma análise de concorrência por conexão no mesmo ponto de conexão. Com base nos resultados encontrados são definidas as áreas prioritárias para desenvolvimento dos projetos. Com base na definição, a Seção 4.7 define a composição ótima dos projetos com base na análise do montante de uso do sistema ótimo e comparação entre os encargos de uso do sistema de transmissão. Por fim, a Seção 4.8 analisa o *curtailment*<sup>2</sup> encontrado no complexo híbrido e, a partir dos resultados obtidos em todas as análises é definida a melhor localização, dentre as analisadas, para desenvolvimento de projetos híbridos.

### 4.1 Limitação das Análises

O estudo de caso apresentado de forma a demonstrar a aplicação da metodologia proposta no trabalho foi realizado em caráter de pesquisa. Os dados apresentados no estudo são dados de geração estimados obtidos através da metodologia apresentada no Capítulo 3 cujo período amostral utilizado é de um ano de geração eólica e solar nas áreas de interesse selecionadas. É importante ressaltar as limitações da

análise realizada e das informações disponíveis. As limitações dizem respeito a dificuldade de obtenção de dados anemométricos e solarimétricos no mesmo local e concomitantes, ou seja, medidos em um mesmo período de tempo. Na análise realizada neste estudo levou-se em consideração dados de geração de um ano onde as geração são concomitantes, sendo os dados de geração solar apresentados de hora em hora, e os dados de geração eólica apresentados de 10 em 10 min. Para utilizar uma mesa base, os dados solares horários foram considerados como média dos dados de 10 em 10 minutos, sendo os dados de geração estimados a cada 10 minutos iguais aos dados horários disponibilizados. Como foi considerado apenas um ano de geração, não é possível avaliar os efeitos da variabilidade interanual dos recursos, algo relevante, sobretudo no caso da fonte eólica. De maneira resumida, é possível que os dados considerados, por serem estimados considerando determinado tipo de equipamento, não reflitam com veracidade as produções esperadas e por esse motivo, os resultados obtidos nesta análise não devem ser utilizados para desenvolvimento de projetos.

## 4.2 Análise dos Dados das Áreas de Interesse

A partir dos dados de geração obtidos em [14] e após definição das áreas de interesse conforme metodologia descrita na Seção 3.5, foram elaborados gráficos contendo a a frequência de ocorrência de potência nominal das usinas eólicas e solares, conforme metodologia descrita na Seção 3.2.3, de forma a verificar a ociosidade do sistema de interesse restrito e do sistema de transmissão caso os projetos analisados fossem concebidos de forma individual, ou seja, apenas complexo eólico e apenas complexo solar.

A Figura 4.1 e a Figura 4.2 mostram a frequência de ocorrência de potência nominal da geração eólica e solar, respectivamente, na área de interesse da Bahia.

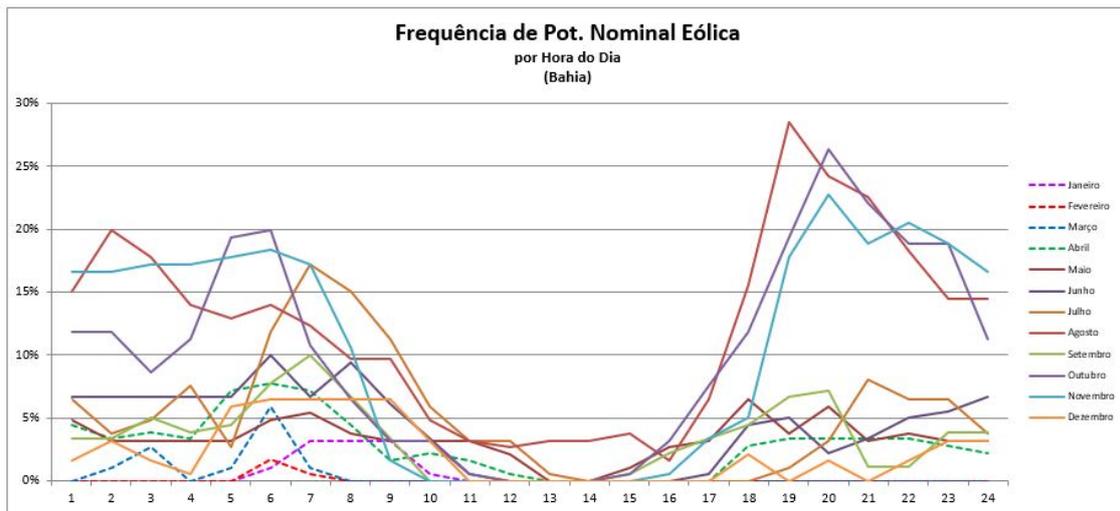


Figura 4.1: Frequência de Ocorrência de Potência Nominal da Usina Eólica localizada na Área de Interesse na Bahia (Frequência de Ocorrência de Potência Nominal em Percentual x Horas do dia). Fonte: Elaborado pelo Autor

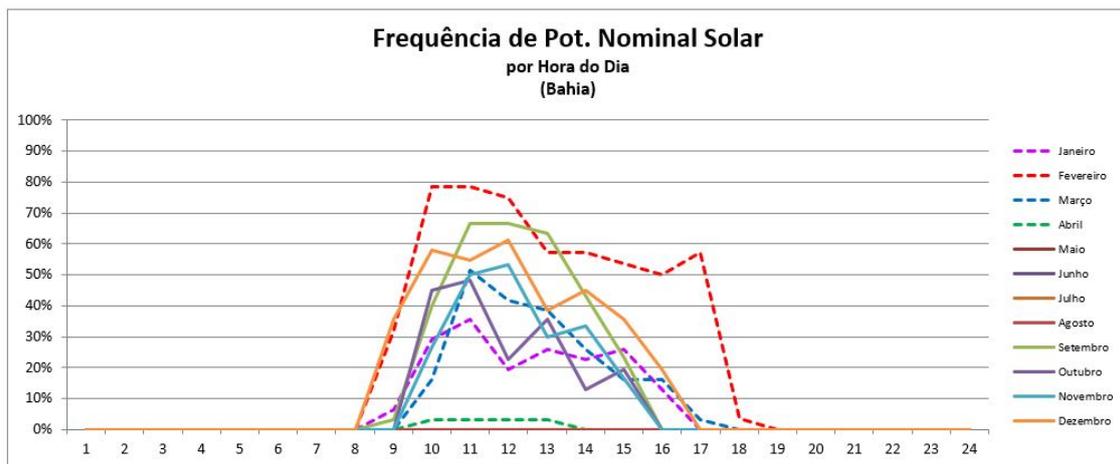


Figura 4.2: Frequência de Ocorrência de Potência Nominal da Usina Solar localizada na Área de Interesse na Bahia (Frequência de Ocorrência de Potência Nominal em Percentual x Horas do dia). Fonte: Elaborado pelo Autor

Com base nos dados informados na Figura 4.1 é possível observar que entre 11h e 17h são encontrados os menores índices de frequência de potência nominal da geração eólica durante todos os meses do ano, que é justamente quando temos os períodos de sol e conseqüentemente, mais geração fotovoltaica, conforme mostrado na Figura 4.2. Esse comportamento permite considerar uma boa complementariedade entre as fontes. A Figura 4.3 mostra a comparação entre os dados de frequência de ocorrência de potência nominal entre ambos os recursos para a localidade da Bahia.

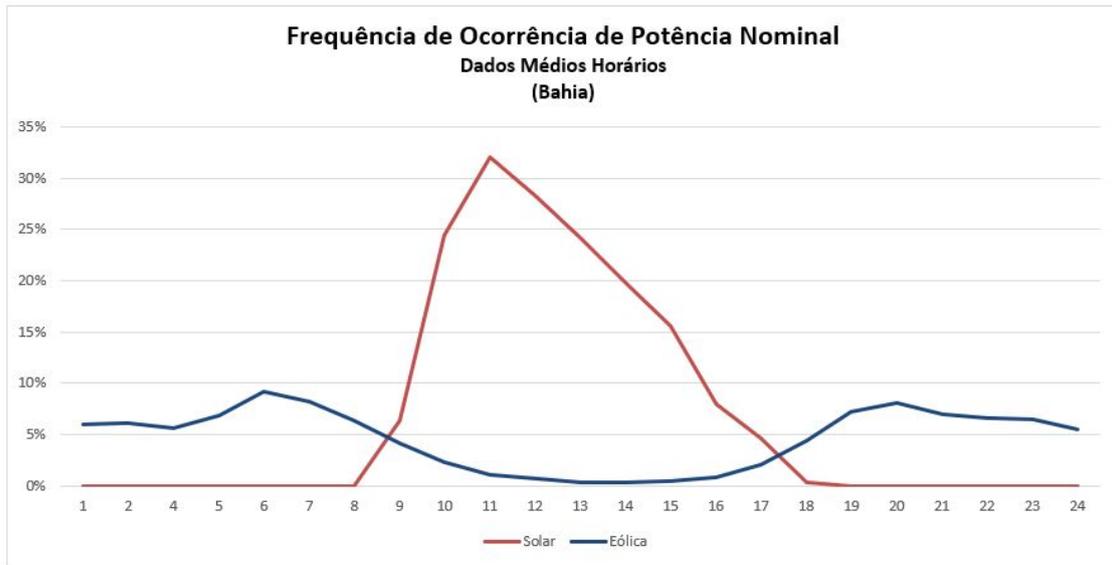


Figura 4.3: Comparação entre os gráficos de frequência de ocorrência de potência nominal elaborados. Fonte: Elaborado pelo Autor

Além disso, de forma a entender melhor o comportamento da geração, foi realizada uma análise mais detalhada nos meses de maior probabilidade de ocorrência eólica e solar. Como é possível verificar na Figura 4.1, no mês de agosto são encontradas as maiores probabilidades de ocorrência de potência nominal de geração eólica. A Tabela 4.1 mostra a distribuição horária da probabilidade de geração no mês de Agosto, onde quanto mais escura é a cor, maior é a probabilidade de ocorrência de frequência de potência nominal.

100%-95%	15%	20%	18%	14%	13%	14%	12%	10%	10%	5%	3%	3%	3%	3%	4%	2%	6%	16%	28%	24%	23%	18%	15%	15%
95%-90%	18%	12%	11%	15%	17%	20%	13%	8%	5%	6%	9%	10%	6%	4%	5%	6%	15%	12%	16%	16%	30%	33%	27%	
90%-85%	15%	16%	19%	19%	13%	11%	11%	7%	8%	7%	3%	1%	1%	4%	4%	1%	11%	6%	2%	6%	10%	3%	4%	9%
85%-80%	1%	3%	6%	5%	3%	4%	6%	10%	2%	6%	5%	1%	3%	8%	6%	11%	7%	6%	3%	5%	6%	2%	0%	2%
80%-75%	2%	5%	3%	3%	8%	2%	2%	5%	6%	4%	4%	5%	5%	5%	7%	5%	4%	3%	5%	7%	3%	3%	2%	
75%-70%	6%	3%	0%	2%	2%	4%	1%	3%	6%	1%	2%	4%	4%	0%	4%	7%	4%	2%	3%	7%	3%	11%	6%	5%
70%-65%	6%	6%	1%	0%	2%	1%	2%	1%	2%	3%	3%	3%	1%	1%	6%	3%	4%	8%	10%	4%	3%	3%	3%	
65%-60%	5%	4%	8%	6%	2%	0%	3%	3%	1%	5%	3%	2%	0%	3%	3%	2%	5%	4%	5%	4%	8%	6%	8%	7%
60%-55%	4%	3%	4%	6%	3%	5%	3%	3%	2%	4%	4%	2%	4%	2%	1%	4%	5%	8%	4%	6%	8%	6%	11%	6%
55%-50%	2%	4%	6%	4%	3%	0%	1%	3%	4%	4%	7%	6%	4%	6%	2%	5%	9%	6%	5%	1%	3%	5%	2%	9%
50%-45%	9%	4%	4%	2%	5%	4%	3%	1%	5%	5%	9%	11%	10%	9%	3%	6%	4%	1%	2%	5%	2%	5%	3%	4%
45%-40%	5%	3%	0%	4%	4%	5%	4%	4%	3%	2%	2%	2%	4%	2%	9%	4%	2%	4%	6%	3%	1%	3%	5%	6%
40%-35%	4%	6%	7%	3%	3%	1%	3%	4%	3%	3%	0%	2%	3%	3%	6%	9%	10%	4%	8%	4%	1%	1%	3%	0%
35%-30%	2%	4%	3%	7%	6%	5%	5%	5%	5%	5%	1%	4%	4%	6%	3%	6%	5%	7%	6%	7%	2%	0%	2%	1%
30%-25%	1%	3%	3%	2%	5%	13%	9%	4%	3%	4%	3%	1%	2%	4%	6%	5%	4%	6%	2%	0%	2%	0%	0%	2%
25%-20%	3%	2%	3%	3%	3%	2%	6%	9%	4%	2%	6%	3%	3%	1%	3%	6%	3%	2%	1%	0%	1%	1%	0%	0%
20%-15%	0%	0%	1%	1%	3%	1%	2%	7%	4%	4%	4%	4%	2%	3%	5%	5%	0%	3%	1%	0%	0%	2%	0%	0%
15%-10%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	2%	3%	6%	2%	3%	4%	3%	5%	8%	2%	2%	1%	0%	0%	0%	1%	2%	0%
10%-5%	0%	0%	0%	0%	2%	3%	0%	0%	9%	9%	6%	5%	7%	9%	6%	5%	6%	2%	0%	0%	0%	0%	1%	0%
5%-0%	3%	3%	3%	3%	2%	4%	6%	6%	9%	19%	26%	30%	28%	23%	13%	6%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	3%
	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00

Tabela 4.1: Distribuição horária da probabilidade de geração da Usina Eólica no mês de Agosto para a área de interesse da Bahia (Patamares de Geração em Percentual x Horas do dia)

Uma breve análise da distribuição da probabilidade da geração eólica da área de interesse da Bahia, é possível verificar que durante o período entre 8h - 15h são encontradas elevadas probabilidades de produção na faixa entre 0 e 5% da capacidade o que atestam a elevada probabilidade do parque eólico estar gerando seu mínimo

e ser encontrada ociosidade no sistema de transmissão. Já no período da noite, são encontradas altas probabilidades de produção entre 95 e 100%. Este comportamento ressalta a predominância da fonte eólica durante o período noturno.

Já para a geração solar, conforme é possível verificar pela Figura 4.2, o mês de agosto apresenta baixa probabilidade de alcançar a potência nominal, enquanto o mês que apresenta maior probabilidade de ocorrência é o mês de fevereiro. Conforme é possível verificar na Tabela 4.2, a geração solar apresenta maior probabilidade de potência nominal entre os horários de 8h e 16h, chegando a 71% de probabilidade de ocorrência. Na tabela em questão, quanto mais escura a cor, mais representativa é a frequência de ocorrência de potência nominal.

100%-95%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	55%	71%	71%	71%	58%	61%	52%	48%	58%	6%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
95%-90%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	3%	0%	0%	3%	10%	3%	10%	10%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
90%-85%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	10%	3%	0%	10%	0%	16%	6%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
85%-80%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	3%	10%	0%	3%	3%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
80%-75%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	3%	3%	6%	3%	0%	3%	3%	3%	3%	0%	0%	0%	0%	0%
75%-70%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	0%	0%	3%	0%	3%	3%	0%	0%	42%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
70%-65%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	26%	3%	0%	0%	0%	10%	3%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
65%-60%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	16%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	3%	0%	0%	6%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
60%-55%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
55%-50%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	3%	0%	3%	0%	0%	0%	3%	3%	6%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
50%-45%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
45%-40%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	3%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%
40%-35%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	3%	3%	0%	0%	0%	0%	0%
35%-30%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
30%-25%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
25%-20%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
20%-15%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	3%	0%	0%	3%	0%	0%	29%	0%	0%	0%	0%	0%
15%-10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	16%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
10%-5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	19%	0%	0%	0%	0%	0%
5%-0%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	90%	6%	6%	6%	3%	3%	3%	3%	3%	6%	6%	16%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00

Tabela 4.2: Distribuição horária da probabilidade de geração da Usina Solar no mês de Fevereiro para a área de interesse da Bahia (Patamares de Geração em Percentual x Horas do dia)

Com relação a área de interesse no Piauí, a Figura 4.4 e a Figura 4.5 mostram a frequência de ocorrência de potência nominal da geração eólica e solar, respectivamente, na área de interesse do Piauí.

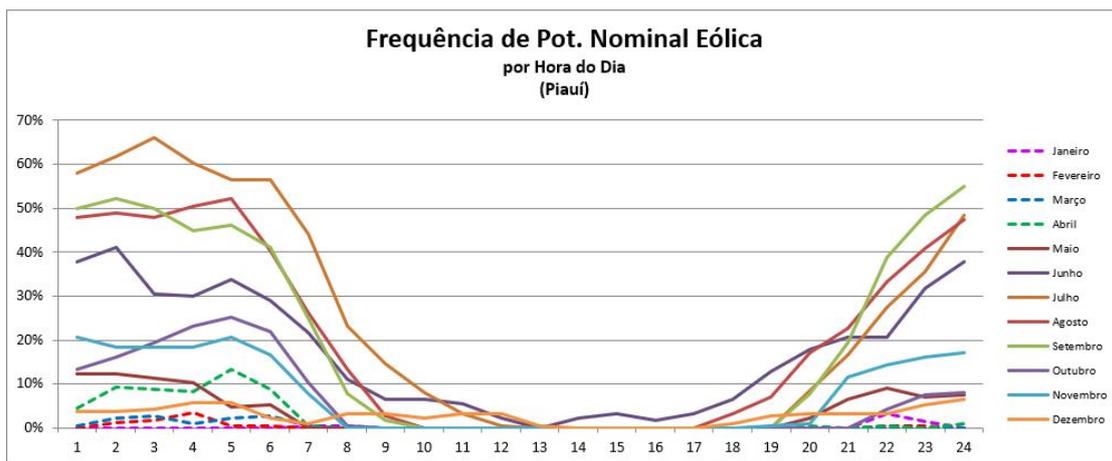


Figura 4.4: Frequência de Ocorrência de Potência Nominal da Usina Eólica localizada na Área de Interesse no Piauí (Frequência de Ocorrência de Potência Nominal em Percentual x Horas do dia). Fonte: Elaborado pelo Autor

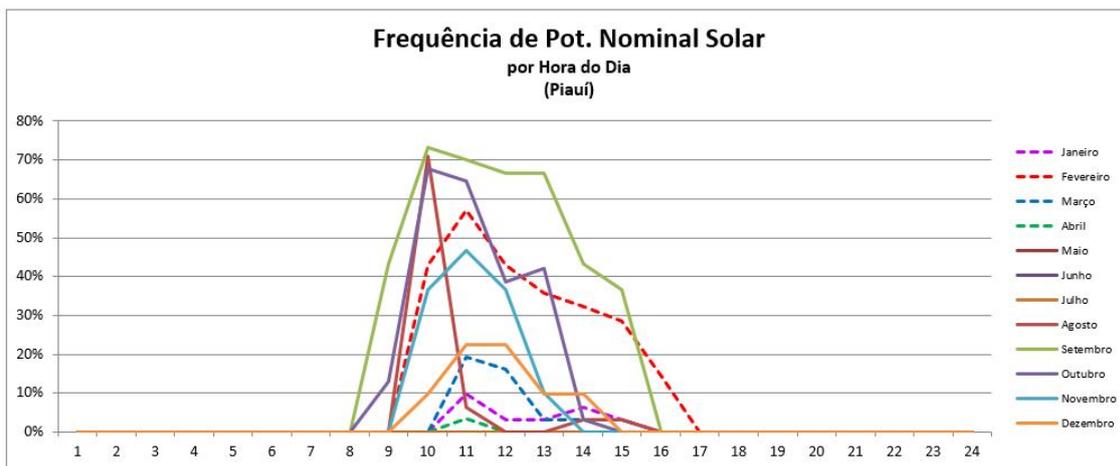


Figura 4.5: Frequência de Ocorrência de Potência Nominal da Usina Solar localizada na Área de Interesse no Piauí (Frequência de Ocorrência de Potência Nominal em Percentual x Horas do dia). Fonte: Elaborado pelo Autor

Com base nos dados informados na Figura 4.4 é possível observar que entre 10h e 18h são encontrados os menores índices de frequência de potência nominal de geração eólica durante todos os meses do ano, que é justamente quando temos os períodos de sol e consequentemente, mais geração fotovoltaica, conforme mostrado na Figura 4.5. Esse comportamento permite considerar uma boa complementariedade entre as fontes. A Figura 4.6 mostra a comparação entre os dados de frequência de ocorrência de potência nominal entre ambos os recursos para a localidade da Piauí.

Além disso, no mês de julho são encontradas grandes probabilidades de ocorrência de potência nominal de geração eólica. A Tabela 4.3 mostra a distribuição

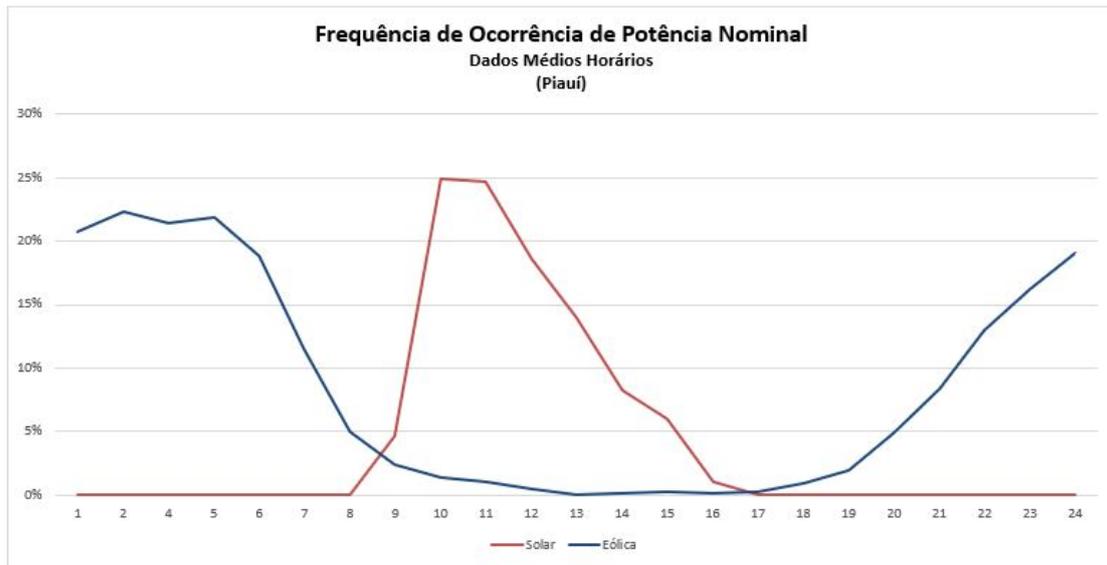


Figura 4.6: Comparação entre os gráficos de frequência de ocorrência de potência nominal elaborados. Fonte: Elaborado pelo Autor

horária da probabilidade de geração no mês de Julho, onde quanto mais escura é a cor, maior é a probabilidade de ocorrência de frequência de potência nominal.

100%-95%	93%	94%	92%	91%	84%	78%	69%	61%	50%	33%	18%	15%	14%	14%	5%	2%	3%	3%	11%	41%	65%	77%	80%	94%	
95%-90%	1%	0%	1%	2%	5%	4%	4%	6%	7%	10%	12%	9%	10%	6%	7%	2%	1%	4%	11%	12%	12%	4%	10%	3%	
90%-85%	2%	2%	1%	3%	3%	3%	4%	6%	5%	3%	7%	6%	5%	6%	5%	2%	1%	8%	12%	9%	3%	5%	2%	0%	
85%-80%	0%	1%	3%	2%	2%	4%	1%	1%	4%	7%	4%	5%	2%	3%	4%	1%	4%	6%	7%	5%	3%	2%	3%	0%	
80%-75%	1%	1%	2%	0%	2%	2%	6%	5%	3%	5%	2%	3%	4%	3%	4%	2%	8%	3%	8%	8%	3%	1%	1%	0%	
75%-70%	1%	1%	0%	1%	0%	2%	5%	4%	5%	4%	1%	3%	4%	3%	4%	3%	4%	7%	9%	10%	6%	3%	1%	1%	0%
70%-65%	0%	2%	1%	0%	0%	1%	1%	3%	3%	3%	5%	4%	1%	2%	6%	8%	8%	6%	8%	3%	1%	3%	0%	0%	
65%-60%	0%	1%	0%	1%	0%	1%	4%	1%	5%	1%	3%	6%	3%	2%	6%	9%	7%	10%	7%	2%	1%	1%	0%	0%	
60%-55%	0%	0%	0%	1%	0%	1%	1%	2%	2%	3%	2%	4%	6%	6%	8%	10%	10%	2%	1%	0%	1%	0%	1%	0%	
55%-50%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	1%	1%	2%	4%	5%	3%	3%	5%	5%	8%	11%	6%	2%	1%	1%	0%	0%	0%	
50%-45%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	3%	2%	2%	5%	2%	5%	12%	8%	9%	4%	2%	1%	0%	1%	0%	
45%-40%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	1%	2%	1%	3%	7%	8%	2%	4%	4%	9%	9%	3%	1%	2%	1%	0%	0%	0%	
40%-35%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	1%	0%	2%	1%	8%	10%	5%	4%	12%	11%	5%	5%	1%	0%	0%	1%	0%	
35%-30%	1%	0%	0%	0%	1%	0%	1%	1%	2%	2%	2%	5%	4%	5%	11%	4%	3%	5%	4%	1%	2%	0%	2%	0%	
30%-25%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	3%	2%	1%	6%	9%	6%	7%	1%	3%	2%	0%	0%	2%	2%	0%	
25%-20%	1%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	1%	1%	2%	2%	4%	4%	8%	7%	4%	2%	2%	3%	2%	4%	3%	1%	3%	
20%-15%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	0%	4%	2%	5%	3%	3%	1%	4%	2%	1%	2%	3%	2%	0%	0%	
15%-10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	0%	4%	4%	4%	3%	2%	1%	3%	2%	2%	3%	0%	0%	0%	0%	
10%-5%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	0%	1%	1%	5%	5%	6%	4%	3%	0%	3%	2%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
5%-0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	3%	3%	6%	8%	8%	7%	8%	6%	6%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	

Tabela 4.3: Distribuição horária da probabilidade de geração da Usina Eólica no mês de Setembro para a área de interesse da Piauí (Patamares de Geração em Percentual x Horas do dia)

Uma breve análise da distribuição da probabilidade da geração eólica da área de interesse da Piauí, é possível verificar que durante o período entre 7h - 13h são encontradas maiores probabilidades de produção na faixa de 0-5% capacidade o que atestam a elevada probabilidade do parque eólico estar gerando pouco e ser encontrada ociosidade no sistema de transmissão. Já no período da noite, são encontradas altas probabilidades de produção entre 95 e 100%. Este comportamento ressalta a predominância da fonte eólica durante o período noturno nesta região e uma grande possibilidade de complementariedade entre as fontes eólica e solar.

Com relação a geração solar, conforme é possível verificar na Figura 4.5, o mês de



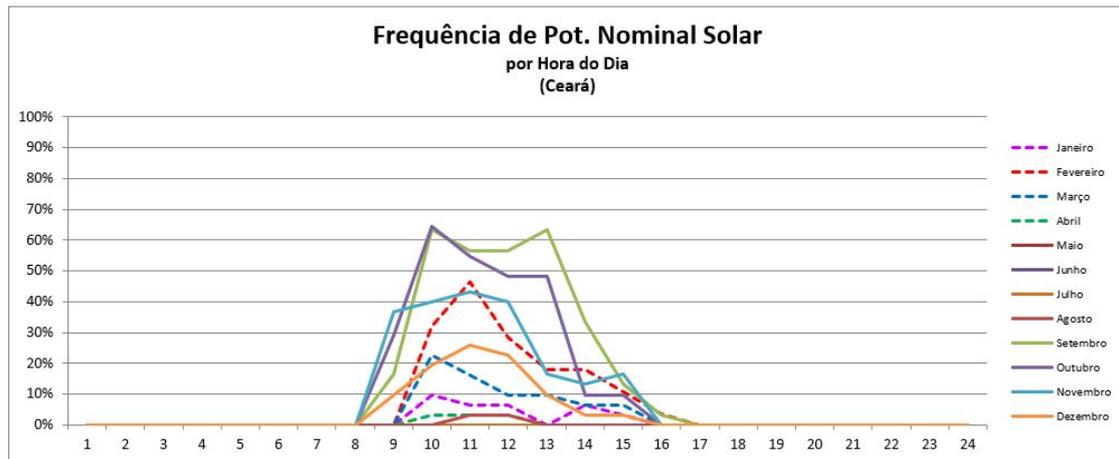


Figura 4.8: Frequência de Ocorrência de Potência Nominal da Usina Solar localizada na Área de Interesse no Ceará (Frequência de Ocorrência de Potência Nominal em Percentual x Horas do dia). Fonte: Elaborado pelo Autor

Uma breve análise da curva de probabilidade de frequência nominal da área de interesse do Ceará, é possível perceber um comportamento diferente das áreas da Bahia e Piauí, onde as maiores probabilidades de geração eólica máxima acontece entre 18h - 24h, e no período da madrugada, são encontradas baixas probabilidades. Além disso, foram encontradas probabilidades que chegam a 60%, o que indica uma ótima localização de para um complexo eólico, porém, em função do comportamento da curva de geração, apesar de ser possível encontrar uma boa complementariedade entre as fontes eólica e solar, o período entre 1h e 8h, continuaria sendo encontrada alta ocorrência de ociosidade do sistema de transmissão. A Figura 4.9 mostra a comparação entre os dados de frequência de ocorrência de potência nominal entre ambos os recursos para a localidade do Ceará.

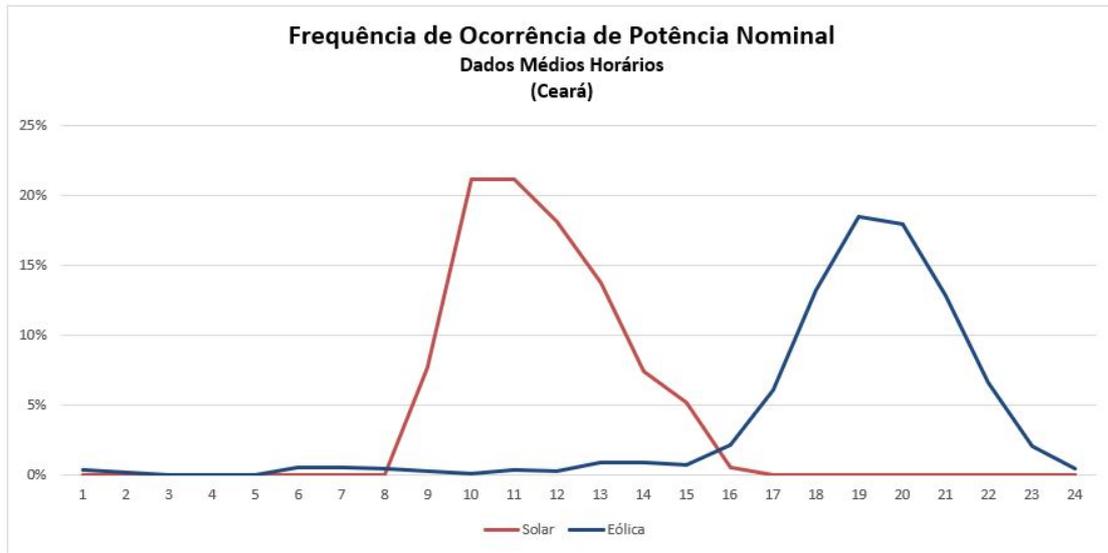


Figura 4.9: Comparação entre os gráficos de frequência de ocorrência de potência nominal elaborados. Fonte: Elaborado pelo Autor

Com relação a área de interesse no Rio Grande do Norte, a Figura 4.10 e a Figura 4.11 mostram a frequência de ocorrência de potência nominal da geração eólica e solar, respectivamente.

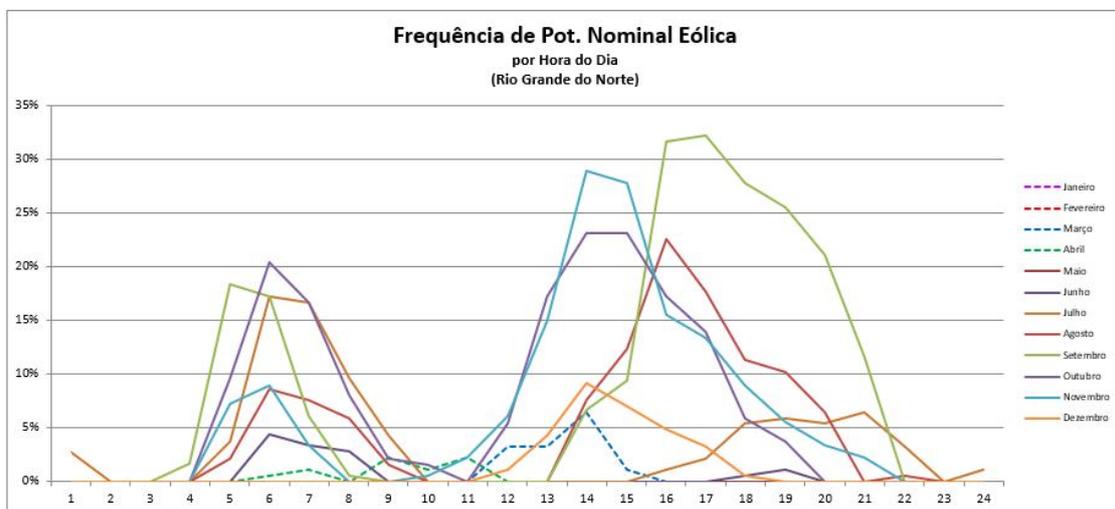


Figura 4.10: Frequência de Ocorrência de Potência Nominal da Usina Eólica localizada na Área de Interesse no Rio Grande do Norte (Frequência de Ocorrência de Potência Nominal em Percentual x Horas do dia). Fonte: Elaborado pelo Autor

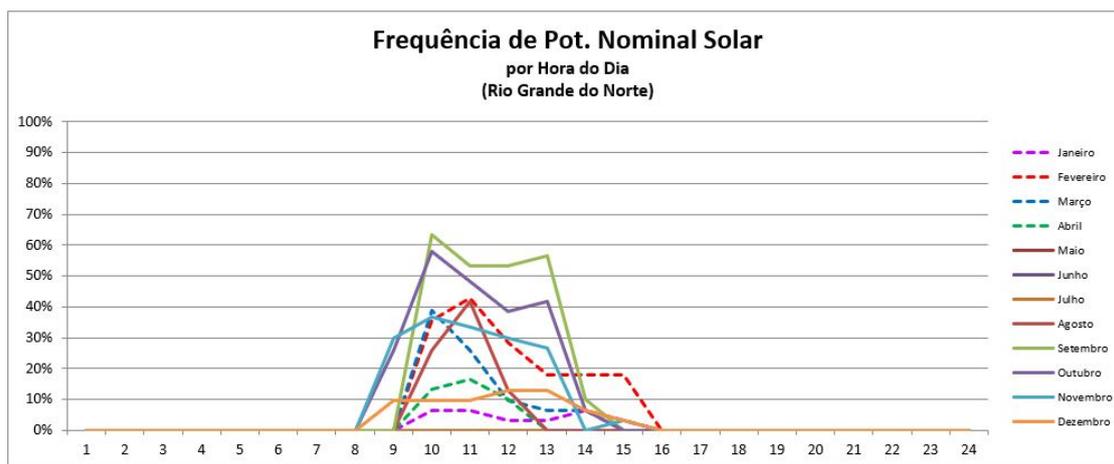


Figura 4.11: Frequência de Ocorrência de Potência Nominal da Usina Solar localizada na Área de Interesse no Rio Grande do Norte (Frequência de Ocorrência de Potência Nominal em Percentual x Horas do dia). Fonte: Elaborado pelo Autor

Da mesma forma que observado para a área de interesse no Ceará, o comportamento da curva de frequência de potência nominal da área do Rio Grande do Norte mostra uma grande probabilidade de geração máxima nos períodos onde poderiam ser encontradas altas gerações solares. Esse comportamento permite perceber uma baixa complementariedade entre as fontes e possivelmente um grande corte de geração pode ser esperado. A Figura 4.12 mostra a comparação entre os dados de frequência de ocorrência de potência nominal entre ambos os recursos para a localidade do Rio Grande do Norte.

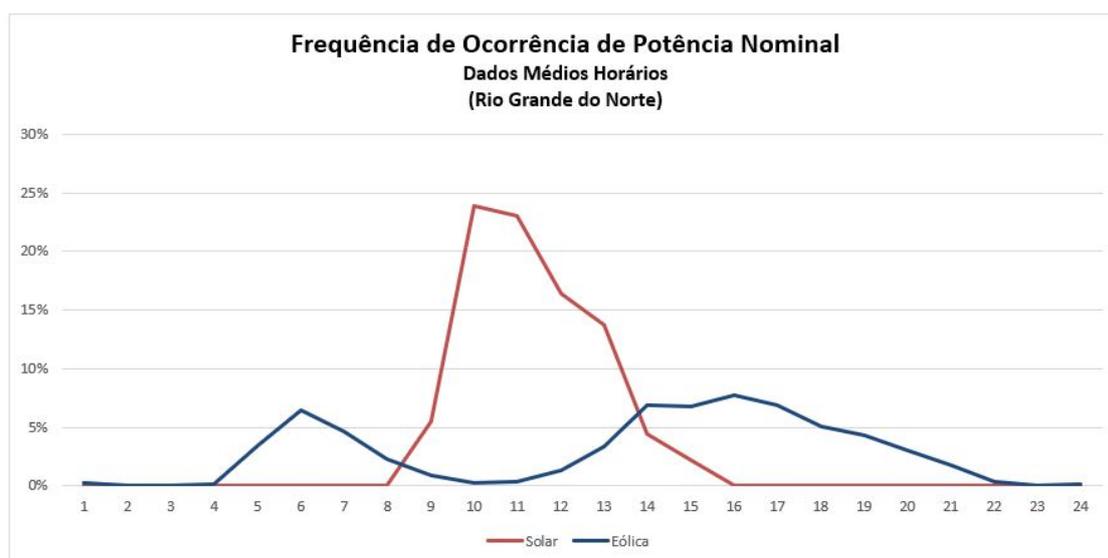


Figura 4.12: Comparação entre os gráficos de frequência de ocorrência de potência nominal elaborados. Fonte: Elaborado pelo Autor

A Seção 4.3 irá analisar a complementariedade das gerações nas áreas analisadas de forma a corroborar com a análise gráfica realizada nesta Seção.

### 4.3 Análise de Complementariedade

A metodologia proposta neste trabalho leva em consideração que os projetos híbridos de geração tem possibilidade de otimizar o sistema de transmissão e os equipamentos de uso restrito em função da complementariedade de geração. Dessa forma, um bom projeto híbrido é aquele que a geração total do projeto é diferente da soma das potências nominais dos mesmos, onde quando a geração da usina eólica está em seus horários de máxima geração, a geração da usina solar está em seus horários de mínima geração, vice e versa. Dessa forma, é possível a contratação de um MUST menor que a potência nominal do complexo, o que gera uma economia nos custos fixos de transmissão, além de possibilitar uma redução de CAPEX e OPEX dos projetos. De forma a verificar a complementariedade dos projetos, a partir das áreas de interesse definidas em 4.2, foi realizada uma análise dos dados de geração eólica e solar disponibilizados pela EPE [14], conforme detalhado em 4.3. Com base nos dados, foi realizada uma análise de Correlação de Pearson entre a geração eólica e solar nas áreas de interesse definidas na Seção 4.2. A correlação média entre a geração eólica e solar ao longo de um ano foi negativa, no valor de -0,94 para a área localizada na Bahia. Para a área localizada no Piauí, a correlação foi negativa, no valor de -0,92. A área localizada no Ceará, também teve correlação negativa, no valor -0,45. Por fim, a área localizada no Rio Grande do Norte, teve correlação positiva, no valor de 0,11 ao longo de um ano. As Figuras 4.13 - 4.16 mostram que o comportamento da geração solar, em todas as localidades, tem seu pico, em todos os meses, por volta das 12hr. Já o pico da geração eólica, conforme observado na análise dos dados realizada na Seção 4.2, varia de localidade para localidade. A análise das Figuras permite evidenciar a complementariedade das fontes, em maior proporção nas áreas da Bahia e Piauí e em menor proporção nas áreas do Ceará e Rio Grande do Norte. Além disso, é possível perceber uma evidente redução de variabilidade na geração mensal eólica e solar (em p.u.) em todas as localidades, representando uma geração híbrida eólica-solar.



Figura 4.13: Gráfico de Complementariedade da geração eólica solar e híbrida da área de interesse na Bahia (Geração em p.u.x Horas do dia). Fonte: Elaborado pelo Autor



Figura 4.14: Gráfico de Complementariedade da geração eólica solar e híbrida da área de interesse no Piauí (Geração em p.u.x Horas do dia). Fonte: Elaborado pelo Autor

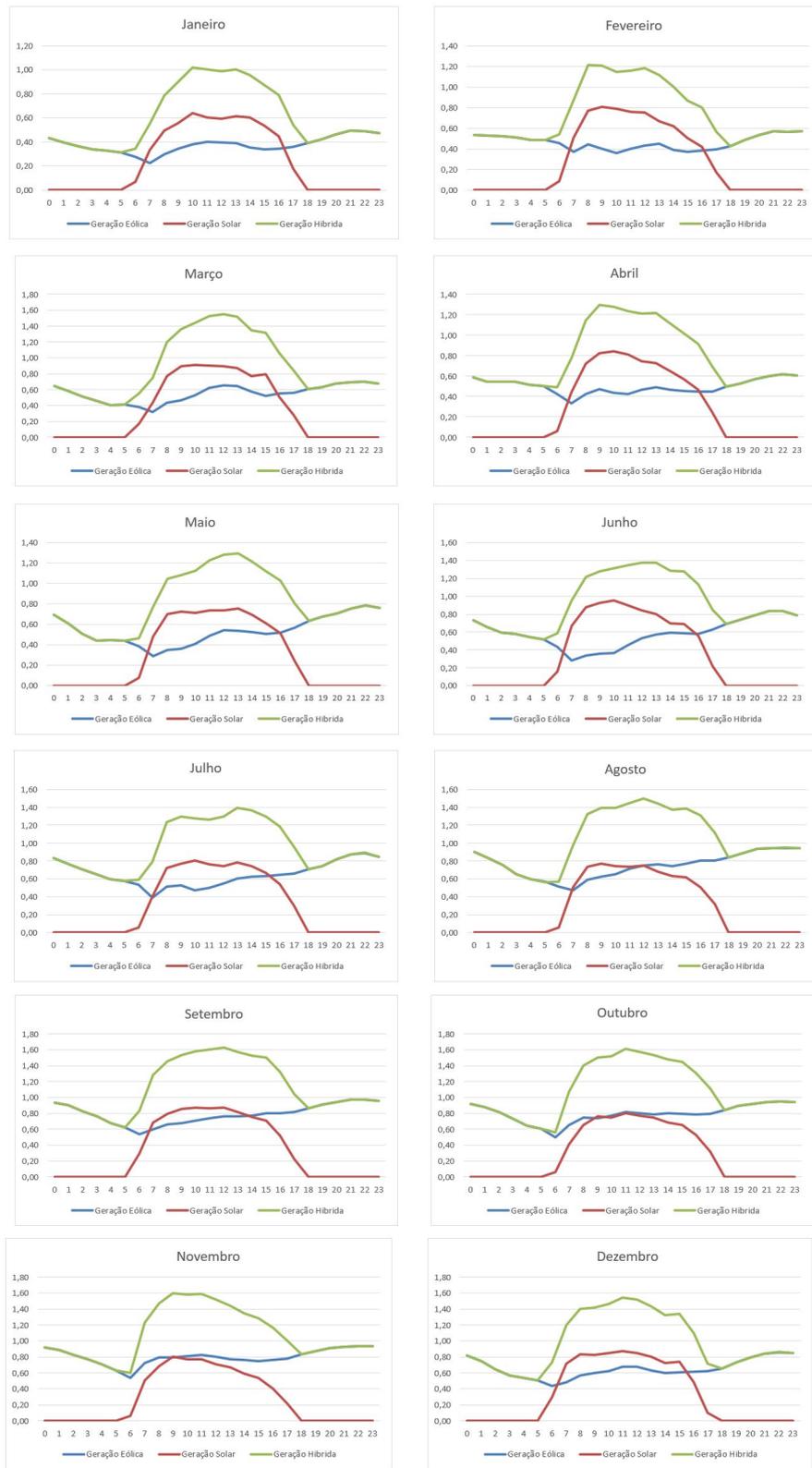


Figura 4.15: Gráfico de Complementariedade da geração eólica solar e híbrida da área de interesse no Ceará (Geração em p.u.x Horas do dia). Fonte: Elaborado pelo Autor

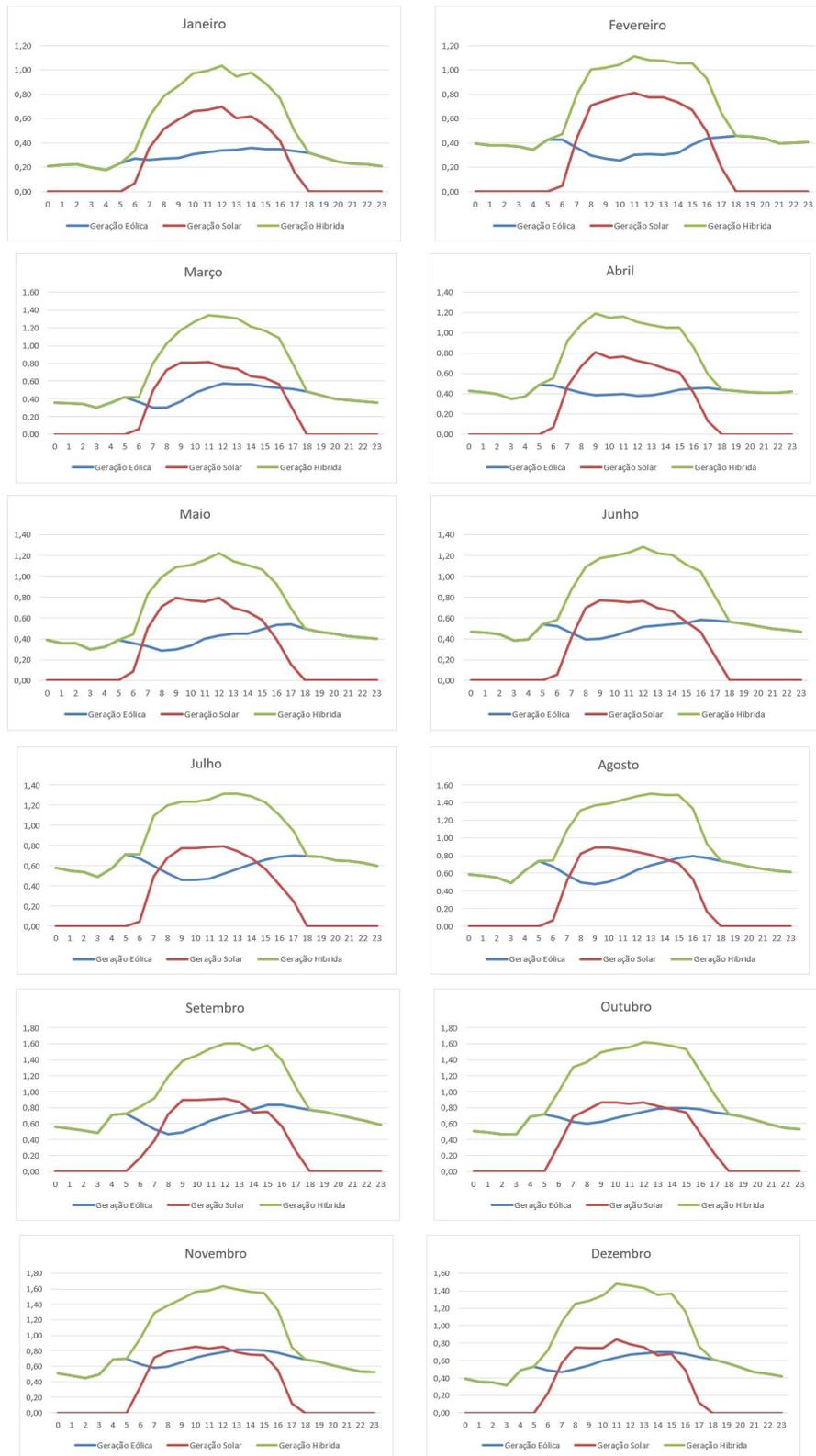


Figura 4.16: Gráfico de Complementariedade da geração eólica solar e híbrida da área de interesse no Rio Grande do Norte (Geração em p.u.x Horas do dia)

De forma a corroborar com as análises já realizadas, foi realizada a análise da correlação mensal de Pearson. A Tabela 4.5 apresenta a análise realizada para todas as localidades.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bahia	-0,899	-0,904	-0,961	-0,951	-0,958	-0,948	-0,957	-0,940	-0,938	-0,910	-0,966	-0,942
Piauí	-0,909	-0,928	-0,862	-0,866	-0,940	-0,947	-0,857	-0,951	-0,959	-0,944	-0,939	-0,903
Ceará	-0,300	-0,748	-0,091	-0,655	-0,522	-0,702	-0,656	-0,373	-0,516	-0,177	-0,193	-0,395
Rio Grande do Norte	0,747	-0,767	0,525	-0,261	-0,093	-0,043	-0,501	-0,173	0,068	0,532	0,623	0,633

Tabela 4.5: Correlação das áreas de interesse da geração eólica e solar mensal

Os dados em azul correspondem aos valores negativos de correlação entre as séries eólica e fotovoltaica. Ou seja, representam conjuntos de ocorrências em cada área de interesse analisada a cada mês, onde se observou uma tendência de redução na geração de energia eólica quando a geração solar aumentava. Já os dados em vermelho correspondem aos meses de correlação positiva. Ou seja, representam conjuntos de ocorrências em cada área de interesse a cada mês, onde se observou uma tendência da geração eólica aumentar quando a geração solar também aumenta.

A mesma análise é realizada de forma gráfica, conforme mostrado na Figura 4.17:

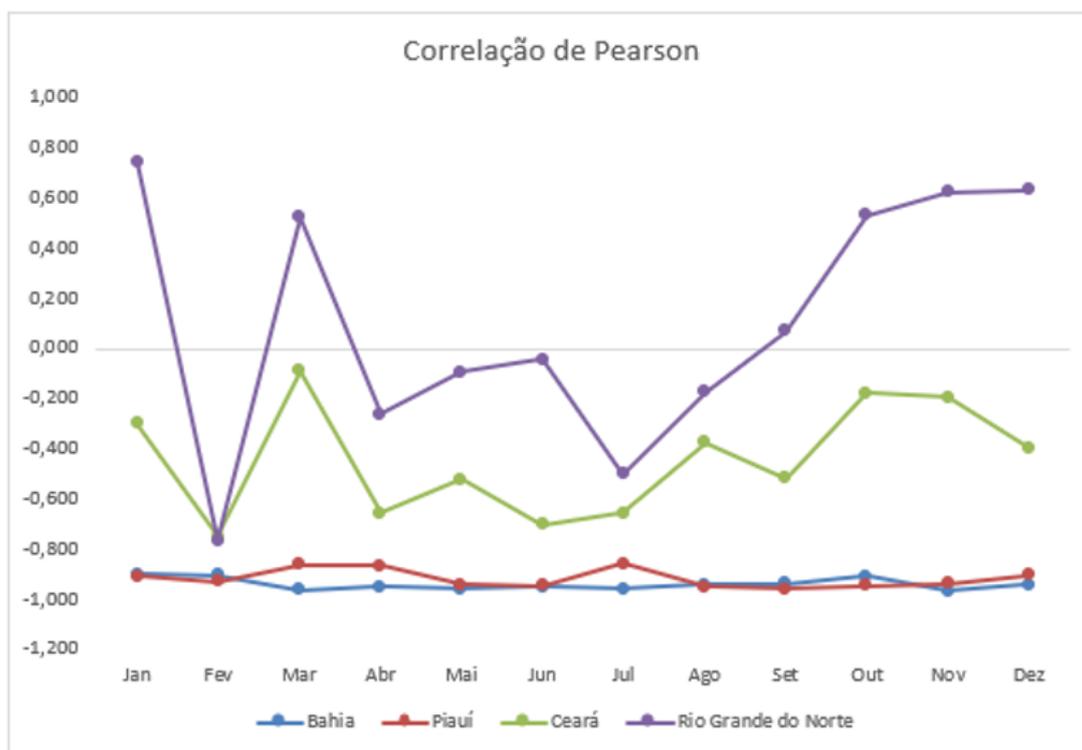


Figura 4.17: Correlação Gráfica das áreas de interesse da geração eólica e solar mensal

Com base nos resultados mostrados na Tabela 4.5 e na Figura 4.17, verifica-se que, para as áreas localizadas na Bahia, Piauí e Ceará, todos os meses apresentaram

correlação negativa, isto é, todos os meses possuem complementariedade de geração. Porém, as áreas da Bahia e Piauí possuem valores de correlação mais próximos a -1, portanto, evidenciam maior complementariedade de geração. A área localizada no Rio Grande do Norte possui correlação positiva nos meses de janeiro, março, setembro, outubro, novembro e dezembro, evidenciando menor complementariedade entre as gerações. A análise da correlação de Pearson permitiu comprovar a análise gráfica realizada na Seção 4.2.

## 4.4 Análise de Margem de Escoamento de Geração

Afim de realizar a análise de margem de escoamento, foram associados os barramentos próximos existentes as áreas, de acordo com dados georreferenciados [72]. Dessa forma, a Tabela 4.6 apresenta os barramentos candidatos da rede básica.

Área de Interesse	Barramento Candidato	Tensão (kV)	Latitude (°)	Longitude (°)
Bahia	SE Igaporã III	500	-14.030248	-42.624713
		230		
Piauí	SE São João do Piauí	500	-8.358148	-42.228998
		230		
Ceará	SE Jaguaruana II	500	-4.948367	-37.713382
		230		
Rio Grande do Norte	SE Açú III	500	-5.578831	-37.029675
		230		

Tabela 4.6: Barramentos Candidatos para fins de mapeamento de concorrência de acordo com os dados georreferenciados. Fonte: Adaptado de EPE [69]

As subestações mostradas na Tabela 4.6 serão os barramentos candidatos para a realização do cálculo de margem, com a avaliação dos aspectos que envolvem a determinação da capacidade de escoamento de geração dessa região com base nas diretrizes explicadas na Seção 3.3. Os resultados com relação a capacidade de escoamento para o ano de 2026 foram disponibilizadas pelo ONS [57], porém, em função da avaliação da evolução da margem de escoamento considerando as obras estruturais indicadas pela EPE como necessidade a partir do ano de 2028, o estudo será realizado para ambos os cenários de data de operação.

Conforme metodologia apresentada, as gerações conectadas aos barramentos de análise devem ser consideradas com 100% da potência contratada independente do tipo de fonte, exceto para solar, que no caso de carga leve, deve ser considerada como 25% de sua potência nominal.

Os resultados encontrados para cada barramento candidato são apresentados na Tabela 4.7 e na Tabela 4.8 calculados para os anos de entrada em operação analisados e de acordo com as premissas e metodologia expostas no Capítulo 3 na Seção 3.3.

<b>Barramento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>Capacidade Remanescente (MW)</b>
SE Igaporã III	500	0
	230	0
SE São João do Piauí	500	0
	230	0
SE Jaguaruana II	500	120
	230	100
SE Açu III	500	0
	230	0

Tabela 4.7: Resultados de Margens de Escoamento Remanescentes para os anos de 2026

Como é possível verificar na Tabela 4.7, a partir das análises destaca-se que os barramentos de 500 e 230 kV da SE Igaporã III, SE São João do Piauí e SE Açu III não apresentaram margem para fins de conexão de novas usinas no ano de 2026 em função do esgotamento do sistema de transmissão na região do Nordeste. Os fatores limitantes encontrados nas análises são verificados no cenário norte exportador, em carga média. As limitações verificadas são:

- SE Igaporã III 500 e 230 kV: Em condição normal de operação, foi encontrada sobrecarga no único transformador da SE Presidente Juscelino;
- SE São João do Piauí 230 kV: Na contingência de um dos autotransformadores 500/230 kV da SE São João do Piauí, foram verificadas sobrecargas no autotransformador remanescente.
- SE São João do Piauí 500 kV: Na contingência de um dos bancos de capacitor série da LT Ribeiro Gonçalves - Colinas, foi encontrada sobrecarga no banco de capacitor série remanescente;
- SE Açu III 500 e 230 kV: Na contingência da LT 500 kV Jaguaruana II - Açu III, foi verificada sobrecarga na LT 230 kV Mossoró II - Mossoró IV.
- SE Jaguaruana II 500 e 230 kV: Na contingência da LT 500 kV Jaguaruana II - Pacatuba II foi verificada sobrecarga na LT 230 kV Banabuiú - Aquiraz II.

Os resultados encontrados estão coerentes quando comparados aos resultados informados pelo ONS no mapa de calor, onde são informadas todas as margens de escoamento para o ano de 2026 [57].

Para o horizonte de 2028, as obras previstas no leilão 001/2022 [9] e as outras não outorgadas indicadas pela EPE [62][63] são consideradas no caso. Os resultados encontrados para cada barramento candidato são apresentados na Tabela 4.8.

<b>Barramento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>Capacidade Remanescente (MW)</b>
SE Igaporã III	500	$\geq 2000$
	230	$\leq 1350$
SE São João do Piauí	500	$\geq 2000$
	230	0
SE Jaguaruana II	500	$\leq 1750$
	230	$\leq 1250$
SE Açu III	500	$\leq 150$
	230	$\leq 50$

Tabela 4.8: Resultados de Margens de Escoamento Remanescentes para o ano de 2028

Para o ano de 2028, os fatores limitantes encontrados nas análises são verificados no cenário norte exportador, carga média para limitação em Igaporã e em carga média para o restante das limitações. As limitações verificadas são:

- SE Igaporã III 230 kV: Na contingência de um dos autotransformadores 500/230 kV da SE Igaporã III, foram verificadas sobrecargas nos autotransformadores remanescentes.
- SE Igaporã III 500 kV: Não foram encontradas violações para a capacidade remanescente informada.
- SE São João do Piauí 230 kV: Na contingência de um dos autotransformadores 500/230 kV da SE São João do Piauí, foram verificadas sobrecargas nos autotransformadores remanescentes.
- SE São João do Piauí 500 kV: Não foram encontradas violações para a capacidade remanescente informada.
- SE Açu III 500 e 230 kV: Na contingência da LT 500 kV Jaguaruana II - Açu III, foi verificada sobrecarga na LT 230 kV Mossoró II - Açu III.

- SE Jaguaruana II 230 kV: Na contingência de um dos autotransformadores 500/230 kV da SE Jaguaruana II, foram verificadas sobrecargas no autotransformador remanescente.
- SE Jaguaruana II 500 kV: Na contingência da LT 500 kV Jaguaruana II - Pacatuba II foi verificada sobrecarga na LT 230 kV Russas II - Morada Nova.

Neste contexto, conforme é possível verificar na análise, para o horizonte de dezembro de 2026, não há capacidade remanescente de escoamento para potências adicionais nos barramentos candidatos das áreas de interesse da Bahia, Piauí e Rio Grande do Norte, considerando os critérios adotados para cálculo de margem de escoamento. Apenas a área de interesse do Ceará, possui margem de escoamento no barramento analisado para conexão. Já para o horizonte de 2028, mediante a entrada em operação das obras indicadas pela EPE, com exceção do barramento de 230kV da SE São João do Piauí, foi encontrada capacidade de escoamento em todos os barramentos candidatos das áreas de interesse analisadas, sendo o barramento candidato da área do Rio Grande do Norte com menor capacidade disponível, quando comparado aos outros barramentos analisados.

Com relação a disponibilidade física do barramento, conforme metodologia exposta na Seção 3.3, a Tabela 4.9 mostra se o barramento candidato possui ou não viabilidade física de conexão:

<b>Barramento Candidato</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>Tipo de Barramento</b>
SE Igaporã III	500	A
	230	A
SE São João do Piauí	500	A
	230	A
SE Jaguaruana II	500	A
	230	A
SE Açu III	500	A
	230	A

Tabela 4.9: Disponibilidade Física dos Barramento Candidatos. Fonte: Adaptado de ONS [6]

Com base nos resultados encontrados, conclui-se que todos as subestações analisadas são elegíveis a novas conexões, visto que ambas tem disponibilidade física para ampliação e possuem margem de escoamento de transmissão. No entanto, apenas a área de interesse localizada no Ceará possui margem de escoamento para o ano

de 2026 enquanto as áreas de interesse localizadas na Bahia, Piauí e Rio Grande do Norte apenas terão capacidade de escoamento mediante entrada das obras estruturais indicadas pela EPE. Caso essas obras não sejam outorgadas e leiloadas, a conexão de projetos nessas áreas de interesse pode ser limitada e portanto, a viabilidade de conexão de projetos nessas áreas de interesse, fica condicionada a expansão do sistema de transmissão.

## 4.5 Análise de Concorrência

A metodologia proposta neste trabalho procura avaliar, dentre as áreas de interesse estudadas, quais os melhores locais para desenvolvimento de projetos. Um dos pontos de grande importância nessa análise é mapeamento da concorrência de forma a conhecer os riscos associados a perda de conexão e margem de escoamento, conforme descrito na Seção 3.5.

Com base no nível de tensão do barramento de conexão, mostrados na Tabela 4.6 é possível definir o raio de análise para levantamento da concorrência e maturidade de desenvolvimento dos projetos. Dos barramentos candidatos elencados, os níveis de tensão são 230 kV e 500 kV e dessa forma, os raios de análise definidos como premissa na Seção 3.5 são 80 km e 100 km respectivamente.

A Figura 4.18 mostra em verde e amarelo, respectivamente, o levantamento dos projetos eólicos e solares em um raio de 100 km do barramento de Igaporã III.

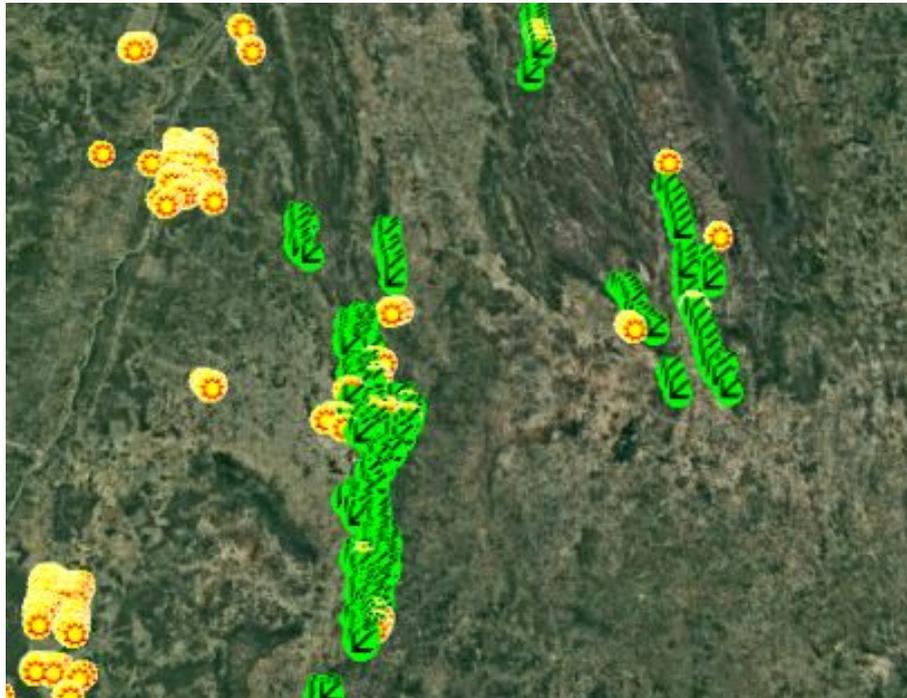


Figura 4.18: Mapeamento de Concorrência para um raio de 100 km do Barramento Candidato Igaporã III. Fonte: SIGEL[69]

Do mapeamento realizado, foram encontrados aproximadamente 4.665 MW de projetos, sendo esses divididos em função de sua maturidade de desenvolvimento, de acordo com as premissas definidas na Seção 3.5, conforme é possível ver na Figura 4.19.

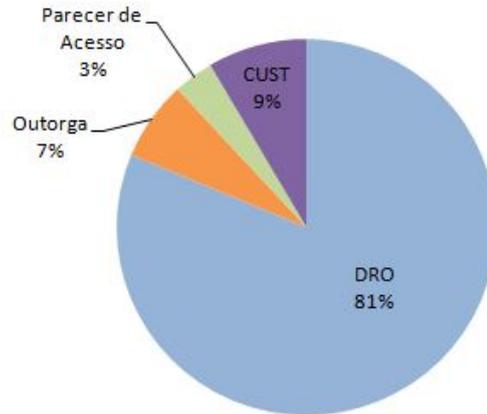


Figura 4.19: Maturidade dos projetos para um raio de 100 km do Barramento Candidato Igaporã III. Fonte: Adaptado de [68][70]

Dos projetos mapeados a 100 km do barramento de análise, 3.791,94 MW projetos estão em fase inicial de desenvolvimento de projeto, tendo solicitado a DRO, sendo 3.168 MW mapeados no raio de 80 km.

Dando seguimento a análise de concorrência, a Figura 4.20 mostra em verde e amarelo, respectivamente, o levantamento dos projetos eólicos e solares em um raio de 100 km do barramento de São João do Piauí.



Figura 4.20: Mapeamento de Concorrência para um raio de 100 km do Barramento Candidato São João do Piauí. Fonte: SIGEL[69]

Do mapeamento realizado, foram encontrados aproximadamente 4.425 MW de

projetos, sendo esses divididos em função de sua maturidade de desenvolvimento, conforme é possível ver na Figura 4.21.

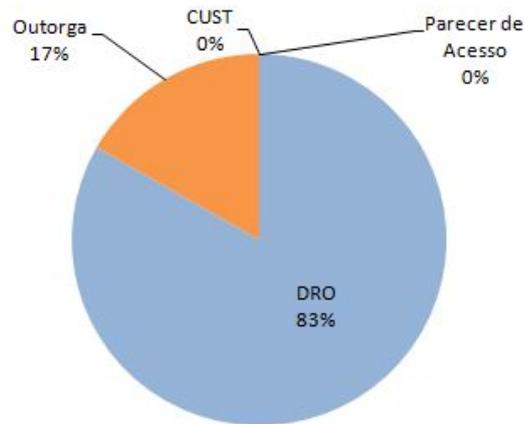


Figura 4.21: Maturidade dos projetos para um raio de 100 km do Barramento Candidato São João do Piauí. Fonte: Adaptado de [68][70]

Dos projetos mapeados a 100 km do barramento de análise, 3.686,1 MW projetos estão em fase inicial de desenvolvimento de projeto, tendo solicitado a DRO, sendo todos eles mapeados também no raio de 80 km.

Para a área de interesse localizada no Ceará, a Figura 4.22 mostra em verde e amarelo, respectivamente, o levantamento dos projetos eólicos e solares em um raio de 100 km do barramento de Jaguaruana II.



Figura 4.22: Mapeamento de Concorrência para um raio de 100 km do Barramento Candidato Jaguaruana II. Fonte: SIGEL [69]

Do mapeamento realizado, foram encontrados aproximadamente 7.133 MW de projetos, sendo esses divididos em função de sua maturidade de desenvolvimento, conforme é possível ver na Figura 4.23.

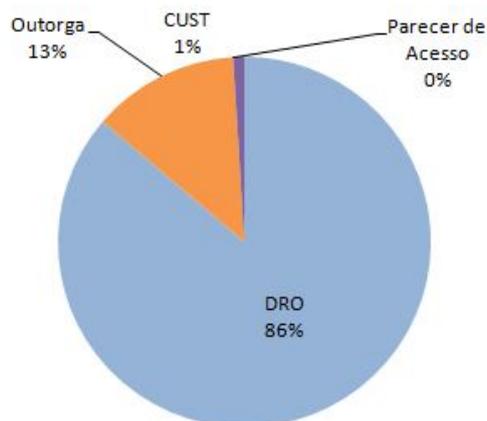


Figura 4.23: Maturidade dos projetos para um raio de 100 km do Barramento Candidato Jaguaruana II. Fonte: Adaptado de [68][70]

Dos projetos mapeados a 100 km do barramento de análise, 6.152,54 MW MW projetos estão em fase inicial de desenvolvimento de projeto, tendo solicitado a DRO, sendo todos eles mapeados também no raio de 80 km.

Por fim, a Figura 4.24 mostra em verde e amarelo, respectivamente, o levantamento dos projetos eólicos e solares em um raio de 100 km do barramento de Açú III.



Figura 4.24: Mapeamento de Concorrência para um raio de 100 km do Barramento Candidato Açú III. Fonte: SIGEL [69]

Do mapeamento realizado, foram encontrados aproximadamente 14.757 MW de projetos, sendo esses divididos em função de sua maturidade de desenvolvimento, conforme é possível ver na Figura 4.25.

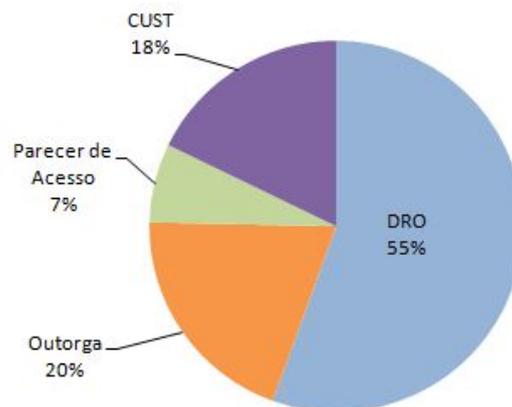


Figura 4.25: Maturidade dos projetos para um raio de 100 km do Barramento Candidato Açú III. Fonte: Adaptado de [68][70]

Dos projetos mapeados a 100 km do barramento de análise, 8.093,77 MW projetos estão em fase inicial de desenvolvimento de projeto, tendo solicitado a DRO, sendo 6.665 MW mapeados no raio de 80 km.

Com base nos dados analisados, as áreas de interesse localizadas na Bahia e Piauí possuem menor número de projetos que solicitaram DRO no raio de análise, podendo ser consideradas áreas de menor concorrência, quando comparadas as áreas do Ceará e Rio Grande do Norte. A Tabela 4.10 resume os projetos concorrentes mapeados por barramento em função do nível de tensão.

<b>Barramento</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>Projetos Mapeados (MW)</b>
SE Igaporã III	500	3.791,94
	230	3.168,00
SE São João do Piauí	500	3.686,10
	230	3.686,10
SE Jaguaruana II	500	6.152,54
	230	6.152,54
SE Açu III	500	8.093,77
	230	6.665,00

Tabela 4.10: Resumo dos Projetos Mapeados a 100km dos barramentos candidatos por nível de tensão

## 4.6 Definição das Áreas Prioritárias

Com base nas análises realizadas nas Seções 4.2 - 4.5, conclui-se que as áreas da Bahia e Piauí são as áreas prioritárias para desenvolvimento de projetos por serem áreas com maior grau de complementariedade entre a geração eólica e solar, possuem previsão de margem de escoamento para o ano de 2028 e menor número de concorrências quando comparado as outras áreas. Dessa forma, será realizado a análise da composição ótima dessas localidades com base na metodologia apresentada na Seção 3.6.

## 4.7 Análise da Composição Ótima dos Projetos

Conforme mencionado no decorrer desta dissertação, a contratação do MUST de forma ótima pode resultar em redução nos custos associados ao desenvolvimento dos projetos, já que reduz os encargos a serem remunerados pelos geradores e promove uma utilização otimizada do sistema de transmissão. Nesse contexto, foram realizados cálculos considerando diversas composições de projetos de forma a verificar qual é a composição ótima dos projetos a serem desenvolvidos nas áreas analisadas com base no percentual de economia encontrado em função da redução do montante de uso contratado.

Nesta dissertação, foram analisados 21 cenários de composição de projetos com os montantes de uso definidos com base nas premissas apresentadas na Seção 3.6, cujo o

percentual de economia encontrado para ambas as áreas encontram-se consolidados na Tabela 4.11 e na Tabela 4.12.

Com base no resultado apresentado na Tabela 4.11, foi observado que a 60% EOL + 40% SOL é encontrado o maior percentual de economia com custos fixos de transmissão, sendo encontrada uma economia de 9,87% de economia no ano. Essa economia foi encontrada considerando a contratação de 86,70 MW de montante de uso do sistema de transmissão para escoar um projeto de 100 MW.

Cenários	Custos anuais com transmissão SEM otimização (R\$ * 10 <sup>6</sup> )	Receita anual esperada(R\$ * 10 <sup>6</sup> )	MUST Otimizado	Custos anuais com transmissão otimizados (R\$ * 10 <sup>6</sup> )	Receita anual descartando geração acima do MUST (R\$ * 10 <sup>6</sup> )	Economias com custos fixos de transmissão (R\$ * 10 <sup>6</sup> )	Perda de receita por descarte de geração acima do MUST (R\$*10 <sup>6</sup> )	Economia %
100% EOL	9,6	391,7	100,0	9,6	391,7	0,00	0,00	0,00%
95% EOL + 5% SOL	9,6	384,7	95,0	9,1	384,7	0,480	-14,43	4,85%
90% EOL + 10% SOL	9,6	377,7	90,0	8,6	377,5	0,960	-240,1	7,50%
85% EOL + 15% SOL	9,6	370,7	88,4	8,4	370,4	1,113	-314,1	8,33%
80% EOL + 20% SOL	9,6	363,7	87,7	8,4	363,4	1,180	-323,8	8,93%
75% EOL + 25% SOL	9,6	356,7	87,2	8,3	356,4	1,228	-330,6	9,36%
70% EOL + 30% SOL	9,6	349,7	86,9	8,3	349,4	1,257	-330,7	9,65%
65% EOL + 35% SOL	9,6	342,7	86,8	8,3	342,4	1,267	-322,6	9,84%
60% EOL + 40% SOL	9,6	335,8	86,7	8,3	335,4	1,276	-328,8	9,87%
55% EOL + 45% SOL	9,6	328,8	86,9	8,3	328,5	1,257	-319,3	9,77%
50% EOL + 50% SOL	9,6	321,8	87,2	8,3	321,5	1,228	-313,4	9,54%
45% EOL + 55% SOL	9,6	314,8	87,6	8,4	314,5	1,190	-312,0	9,15%
40% EOL + 60% SOL	9,6	307,8	88,2	8,4	307,5	1,132	-304,4	8,63%
35% EOL + 65% SOL	9,6	300,8	89,1	8,5	300,5	1,046	-279,6	7,99%
30% EOL + 70% SOL	9,6	293,8	90,1	8,6	293,6	950,4	-251,7	7,28%
25% EOL + 75% SOL	9,6	286,8	91,2	8,7	286,6	844,8	-221,0	6,50%
20% EOL + 80% SOL	9,6	279,9	92,4	8,8	279,7	729,6	-190,6	5,61%
15% EOL + 85% SOL	9,6	272,9	93,8	9,0	272,7	595,2	-151,3	4,62%
10% EOL + 90% SOL	9,6	265,9	95,3	9,1	265,8	451,2	-114,1	3,51%
5% EOL + 95% SOL	9,6	258,9	97,1	9,3	258,8	278,4	-58,8	2,29%
100% SOL	9,6	251,8	100,0	9,6	251,8	0,00	0,00	0,00%

Tabela 4.11: Análise da Composição Ótima para a Área de Interesse da Bahia

A Figura 4.26 mostra o gráfico comparativo dos cenários com relação aos encargos considerando a otimização do MUST e sem considerar a otimização do MUST.

Analisando os resultados encontrados na Tabela 4.11 e na Figura 4.26 é possível perceber que quanto maior a parcela de geração solar, maior é o custo fixo de transmissão. Esse comportamento é encontrado em função da probabilidade de geração de potência nominal conforme mostrado na Figura 4.1 e 4.2, onde a geração eólica ter frequência de ocorrência de potência nominal relativamente baixa, 25%, enquanto a geração solar chega a 80%, o que faz com que um projeto com maior parcela de eólica promova uma maior otimização.

Com base no resultado apresentado na Tabela 4.12, foi observado que a 50% EOL + 50% SOL é encontrado o maior percentual de economia com custos fixos de transmissão, sendo encontrada uma economia de 6,72% de economia no ano. Essa economia foi encontrada considerando a contratação de 90,30 MW de montante de uso do sistema de transmissão para escoar um projeto de 100 MW.

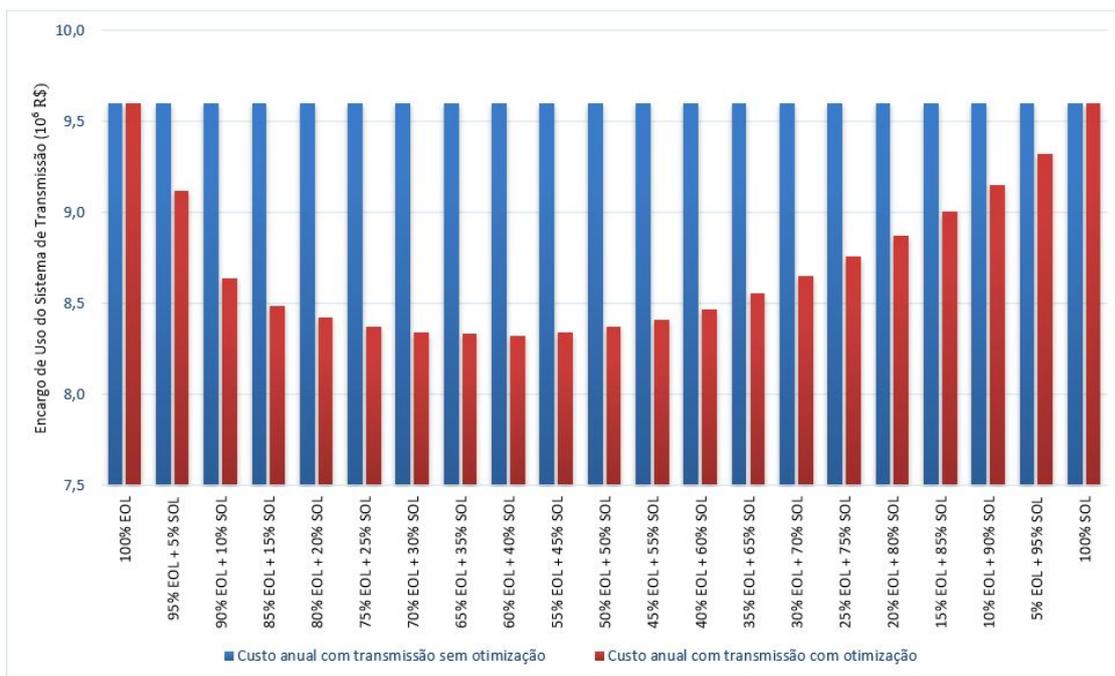


Figura 4.26: Gráfico EUST para os cenários de composição analisados na área de interesse da Bahia. Fonte: Elaborado pelo Autor

Cenários	Custos anuais com transmissão SEM otimização (R\$ * 10 <sup>6</sup> )	Receita anual esperada (R\$ * 10 <sup>6</sup> )	MUST Otimizado	Custos anuais com transmissão otimizados (R\$ * 10 <sup>6</sup> )	Receita anual descartando geração acima do MUST (R\$ * 10 <sup>6</sup> )	Economias com custos fixos de transmissão (R\$ * 10 <sup>6</sup> )	Perda de receita por descarte de geração acima do MUST (R\$ * 10 <sup>6</sup> )	Economia %
100% EOL	9,6	431,8	100,00	9,60	431,8	0,00	0,00	0,00%
95% EOL + 5% SOL	9,6	422,5	95,6	9,17	422,4	422,4	-137,0	2,97%
90% EOL + 10% SOL	9,6	413,2	93,8	9,00	413,0	595,2	-214,1	3,97%
85% EOL + 15% SOL	9,6	403,9	92,9	8,91	403,7	681,6	-234,8	4,65%
80% EOL + 20% SOL	9,6	394,7	92,2	8,85	394,4	748,8	-250,9	5,19%
75% EOL + 25% SOL	9,6	385,4	91,6	8,79	385,1	806,4	-267,2	5,62%
70% EOL + 30% SOL	9,6	376,1	91,2	8,75	375,8	844,8	-272,6	5,96%
65% EOL + 35% SOL	9,6	366,8	90,8	8,71	366,6	883,2	-284,1	6,24%
60% EOL + 40% SOL	9,6	357,6	90,6	8,69	357,3	902,4	-281,7	6,46%
55% EOL + 45% SOL	9,6	348,3	90,4	8,67	348,0	921,6	-285,5	6,63%
50% EOL + 50% SOL	9,6	339,0	90,3	8,66	338,7	931,2	-286,3	6,72%
45% EOL + 55% SOL	9,6	329,7	90,2	8,65	329,4	940,8	-296,5	6,71%
40% EOL + 60% SOL	9,6	320,4	90,3	8,66	320,2	931,2	-295,5	6,62%
35% EOL + 65% SOL	9,6	311,2	90,7	8,70	310,9	892,8	-273,0	6,46%
30% EOL + 70% SOL	9,6	301,9	91,0	8,73	301,6	864,0	-270,3	6,18%
25% EOL + 75% SOL	9,6	292,6	91,5	8,78	292,4	816,0	-258,1	5,81%
20% EOL + 80% SOL	9,6	283,3	92,1	8,84	283,1	758,4	-252,5	5,27%
15% EOL + 85% SOL	9,6	274,1	93,3	8,95	273,9	643,2	-209,1	4,52%
10% EOL + 90% SOL	9,6	264,8	94,8	9,10	264,6	499,2	-158,9	3,54%
5% EOL + 95% SOL	9,6	255,5	96,7	9,28	255,4	316,8	-0,849	2,42%
100% SOL	9,6	246,2	100,0	9,60	246,2	0,00	0,00	0,00%

Tabela 4.12: Análise da Composição Ótima para a Área de Interesse da Piauí

A Figura 4.27 mostra o gráfico comparativo dos cenários com relação aos encargos considerando a otimização do MUST e sem considerar a otimização do MUST.

Analisando os resultados encontrados na Tabela 4.12 e na Figura 4.27 é possível perceber que existe uma distribuição igualitária, independente da proporção por fonte, no custo fixo de transmissão. Esse comportamento é encontrado em função da probabilidade de geração de potência nominal conforme mostrado na Figura 4.4 e 4.5 onde a geração eólica tem frequência de ocorrência de potência nominal alta no período noturno, chegando a 60%, e a solar ter alta geração diurna, chegando a

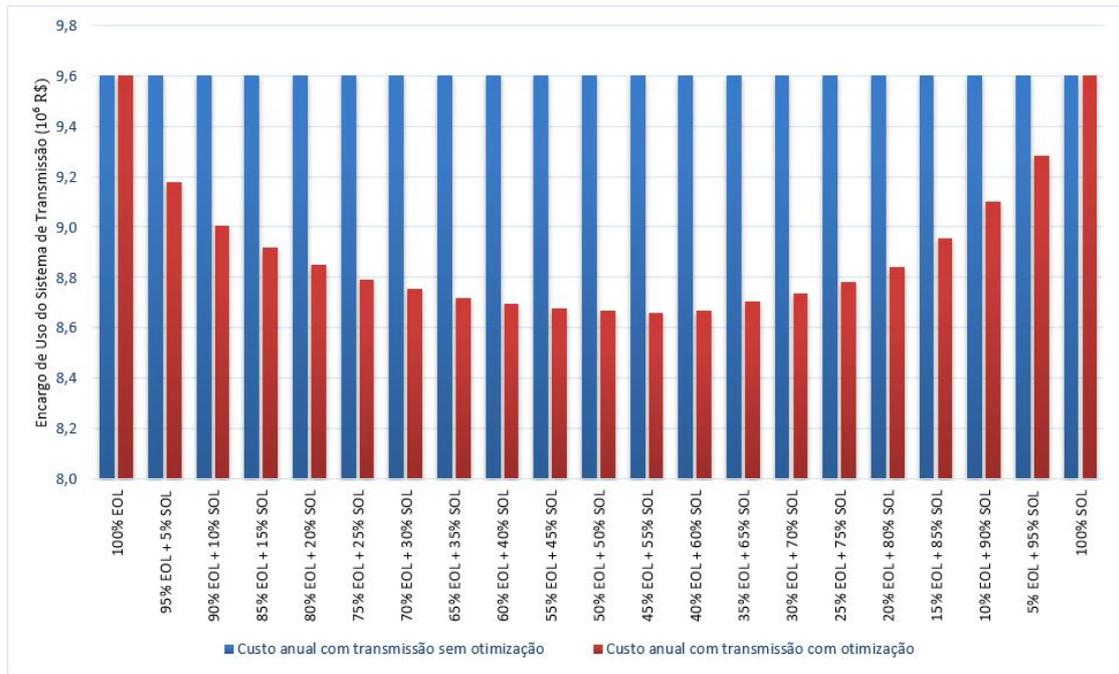


Figura 4.27: Gráfico EUST para os cenários de composição analisados na área de interesse da Piauí. Fonte: Elaborado pelo Autor

70%, o que faz com que um independente da composição, sejam registrados valores percentuais de economia similares.

Os resultados encontrados permitem observar que a implantação de usinas Híbridas/associadas são uma possível solução para redução dos custos associados ao desenvolvimento de projetos, dado que, em função das regras de regulamentação vigentes [19], o compartilhamento de MUST de forma otimizada é possível, podendo assim reduzir significativamente os encargos de uso do sistema que são pagos e consequentemente os custos associados a OPEX dos projetos, possibilitando a compensação, a depender da composição e localização do projeto, o fim dos descontos tarifários promovidos pela lei 14.120/2021[10]. Dessa forma a análise da composição ótima de projetos é uma consideração importante a ser feita pelo desenvolvedor do projeto, onde deve ser considerado os dados de geração eólica e solar da região de análise, a concomitância dos dados analisados e a proximidade dos sites de medição. Dessa forma, os resultados encontrados tendem a ser mais condizentes com a realidade do projeto a ser implantado.

## 4.8 Análise de Curtailment

Conforme metodologia apresentada na Seção 3.7, com o intuito de avaliar o efeito da sazonalidade, principalmente da geração eólica, foi realizada a análise dos cortes

de energia em base mensal para a área de interesse na Bahia e no Piauí.

Com base na contratação do MUST otimizado, será verificada a geração descartada em função da ocorrência de geração concomitante eólica e solar. O resultado obtido de corte total de energia fotovoltaica é obtido em percentual em função da potência gerada pela UFV no mês de análise.

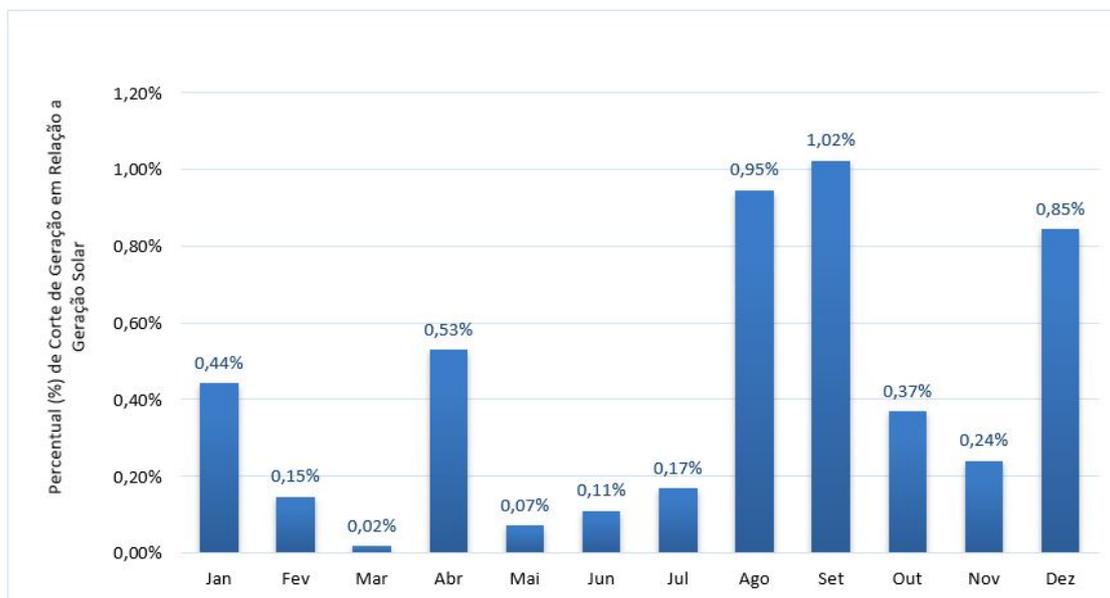


Figura 4.28: Corte de Geração Percentual em Relação a Geração Fotovoltaica da Área de Interesse da Bahia. Fonte: Elaborado pelo Autor

A Figura 4.28 mostra o percentual de corte de geração em função da geração total da usina solar fotovoltaica para a área de interesse da Bahia. Verifica-se que de fato há caráter sazonal nos cortes de energia. O maior corte de energia ocorre em Setembro, chegando a 1,02%. Isso mostra que parte da produção fotovoltaica ocorre quando a produção eólica está próxima ao seu limite. Já para o mês de Março, esta mesma combinação apresenta perdas quase nulas. Os baixos valores de descarte encontrados permite corroborar com o valor de MUST contratado. O resultado encontrado como maior corte de geração corrobora com as análises realizadas na Seção 4.2, onde a maior probabilidade de ocorrência de geração máxima eólica encontrada foi no mês de setembro.

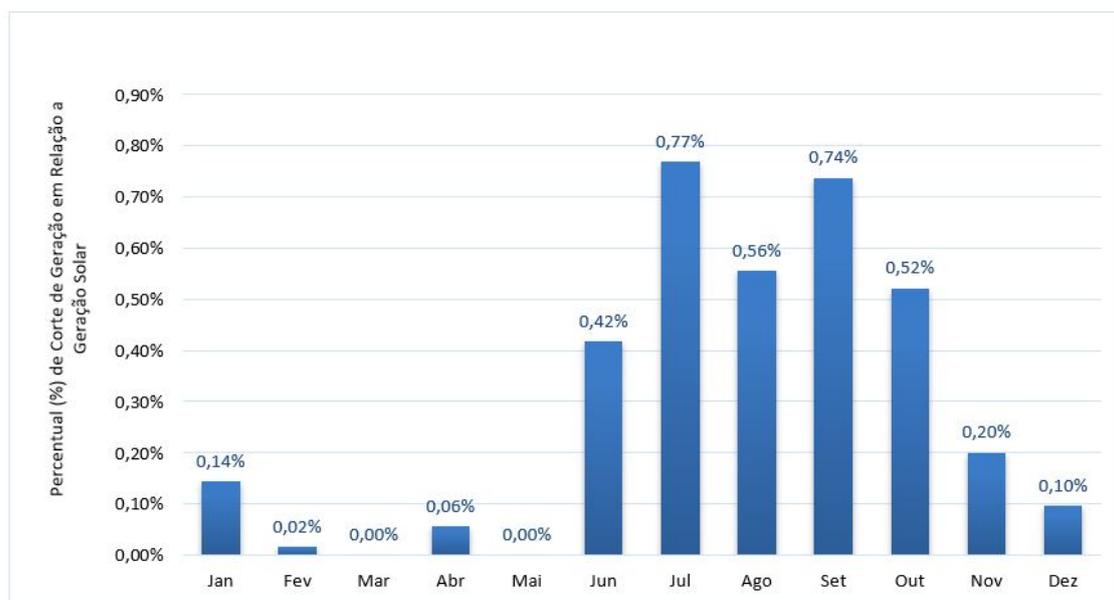


Figura 4.29: Corte de Geração Percentual em Relação a Geração Fotovoltaica da Área de Interesse do Piauí. Fonte: Elaborado pelo Autor

Para a localidade no Piauí, a Figura 4.29 mostra que o maior corte de energia ocorre em Julho, chegando a 0,77%. E nos meses de Março e Maio não são registrados cortes de geração para o MUST contratado. O resultado encontrado como maior corte de geração corrobora com as análises realizadas na Seção 4.2, onde a maior probabilidade de ocorrência de geração máxima eólica encontrada foi no mês de julho.

O fato dos meses de geração eólica e solar com maior probabilidade de geração nas áreas de Bahia e Piauí não serem os mesmos, conforme mostrado na Seção 4.2 resulta em uma baixa ocorrência de corte de geração solar, o que permite uma maior otimização dos custos fixos com transmissão.

A Tabela 4.13 e a Tabela 4.14 mostram o perfil de geração do projeto híbrido, na Bahia e no Piauí, respectivamente, ao longo do dia e as probabilidades associadas a patamares de potência distribuídos entre zero e a soma das potências dos parques eólico e solar, sendo o percentual associado a potência contratada no MUST, onde 100% é o valor do MUST onde foi encontrado o maior percentual de economia com os custos fixos de transmissão.

Os eventos nos quais a associação das fontes atinge valores acima dos valores contratados são pouco representativos frente a geração total do parque para ambas as localidades. Dessa forma, consolidando as análises realizadas nas seções anteriores, existe a possibilidade de redução de despesas por meio do emprego de uma estratégia de corte de geração e análise de contratação de um MUST otimizado. Nas tabelas em questão, quanto mais escura é a cor, maior é a probabilidade de ocorrência do



É importante levar em consideração que mesmo em momentos em que ocorrem cortes na potência gerada para não-ultrapassagem, as associações eólica-solar fotovoltaica diminuem a ociosidade da potência de MUST contratada e dessa forma a complementariedade de geração também é positiva no aproveitamento da rede e os benefícios, em geral, superam as perdas em corte de geração.

# Capítulo 5

## Conclusão

A presente dissertação propôs uma metodologia para a verificação da melhor localidade para desenvolvimento de projetos associados/híbridos de geração de energia eólica e solar, considerando os potenciais de geração de ambas as fontes, tendo em conta a presença de concorrência, a viabilidade de escoamento e a complementariedade entre as fontes. Para realizar tal análise, foram utilizados dados energéticos disponibilizados pela EPE, onde foram verificadas, em função da localização geográfica dos dados disponíveis, quais regiões seriam consideradas como áreas de interesse para análise, com base em premissas de projeto previamente definidas. Em adicional, os dados das áreas de interesse foram analisados a fim de verificar a complementariedade entre as fontes. A análise de complementariedade também levou em consideração uma análise de correlação de Pearson anual e mensal, que resultou em correlações positivas e negativas, evidenciando as áreas de interesse que possuem maior ou menor complementariedade entre as fontes. No que tange a margem de escoamento, foi realizado um estudo de regime permanente, com o software ANAREDE. Para a quantificação e qualificação da concorrência, foram utilizadas bases de dados disponíveis no sistema SIGA, onde foram verificadas a quantidade de projetos em desenvolvimento próximos a área de interesse analisada.

O trabalho discorreu sobre a experiência nacional e internacional dos projetos híbridos e seus potenciais benefícios e riscos. Em adicional, também foi abordado o desenvolvimento do tema no âmbito regulatório no Brasil, e em função da finalização dos benefícios associados a TUST para projetos renováveis, ficou evidenciado que o maior benefício atrelado a consideração da complementariedade entre usinas híbridas é a otimização da capacidade total de conexão à rede existente. Isso significa que o somatório da capacidade instalada do projeto deve ser maior que o MUST contratado, reduzindo assim os custos fixos associados a transmissão e tornando viável para o agente de geração o desenvolvimento do projeto, além de trazer benefícios ao sistema em função da possibilidade de postergação da expansão do sistema de transmissão e distribuição.

Neste contexto, com base nos resultados encontrados, foi realizado o mapeamento das melhores áreas para desenvolvimento de projetos em função de sua complementariedade, possibilidade de conexão e menor quantidade de projetos em desenvolvimento. Desta análise resultou que as áreas de interesse do Piauí e da Bahia são prioritárias para o desenvolvimento de projetos, quando comparada as áreas analisadas do Rio Grande do Norte e Ceará.

Adicionalmente, foi feita uma análise da composição ótima dos projetos, onde foram analisados diversos cenários de composição de projetos e uma análise comparativa entre o cálculo do EUST das usinas híbridas/associadas. Na análise considerou-se a complementariedade entre as fontes eólica-solar, com contratação do uso do sistema de transmissão com MUST otimizado e a extinção do incentivo tarifários pela Lei 14.120/2021 [10]. Desta análise, resultou que a composição ótima para um projeto híbrido de 100 MW na Bahia, é de 60% Eólica e 40% Solar com contratação de MUST de 86,70 MW e uma economia de 9,87%, enquanto no Piauí, a composição ótima é de 50% Eólica e 50% Solar, com contratação de MUST de 90,30 MW e uma economia de 6,72%. A partir dessas análises verificou-se que, a contratação híbrida pode trazer economia com os custos fixos de transmissão e pode ser considerada como uma forma de compensar o aumento dos encargos da transmissão pelo fim dos descontos. A fim de agregar valor a análise, também foi realizada uma análise sobre a probabilidade de ocorrência de corte de geração que poderiam ser encontrados para a composição definida como ótima e MUST otimizado contratado. Desta análise resultou que o maior percentual de corte de geração encontrado para a área da Bahia ocorreu no mês de Setembro, chegando a 1,02% da geração fotovoltaica registrada no mesmo mês, enquanto para a área de interesse do Piauí foi registrado um corte de 0,77% da geração fotovoltaica registrada no mês de Julho. Durante as análises realizadas, fica evidenciado que, para que o empreendedor realize contratação de MUST otimizado é necessário que haja uma análise das características técnicas e climáticas da região de implantação do projeto, analisando a melhor combinação para que haja a contratação ideal, a depender de cada caso, reduzindo as probabilidades de corte de geração e possibilitando a redução dos custos de OPEX.

De forma geral, esse trabalho propõe uma metodologia para desenvolvimento de projetos híbridos e o estudo de caso permitiu aplicação de metodologia proposta em escala macro, visto que não há uma granularidade de dados reais de velocidade de vento e insolação/irradiação global ou geração eólica e solar disponíveis ao público. Outra consideração importante é que, os resultados de margem de escoamento e concorrência encontrados referem-se a um cenário e condição específica do sistema. Para margem foram realizadas simulações para uma condição de carga, despacho e geração do sistema no momento da simulação e, para o ano de 2028, são consideradas obras que ainda não foram outorgadas. E para concorrência, foram utilizados

os dados disponibilizados até o momento da análise em questão. Dessa forma, análises realizadas a posterior utilizando a mesma metodologia podem ser diferentes a depender do momento de tomada de decisão dos agentes para conectar geração híbrida eólica-fotovoltaica. O crescimento contínuo de agentes de geração conectados ao sistema de transmissão, e a dinâmica do planejamento da expansão de transmissão, corrobora a necessidade de atualização constante dos valores de margem e concorrência.

A metodologia proposta realiza uma análise macro das melhores regiões para fins de hibridização e considera não apenas a complementariedade entre as fontes, mas também a concorrência presente na região de interesse e a margem de escoamento, visto que atualmente são pontos críticos para desenvolvimento de projetos. Isto posto, o trabalho trouxe contribuição para estudos e análise de mapeamento de regiões para hibridização de usinas eólicas e solares. Possibilitando que essa metodologia seja aplicada por diversos agentes de geração e em qualquer localidade do país. Almeja-se, por fim, que este trabalho possa contribuir como instrumento de subsídio aos investidores e Agentes do setor, ao passo que se apresenta como mais um exemplo vantagens da geração híbrida ao desenvolvimento sustentável do país aos órgãos responsáveis pelo planejamento, operação e regulação do setor elétrico brasileiro.

## 5.1 Trabalhos Futuros

1. Neste trabalho, para o estudo de caso, foram utilizados dados disponíveis em base de dados públicas. Por se tratarem de dados importantes na análise, entende-se importante a aplicação da metodologia apresentada sob dados de medição eólicos e solarimétricos medidos em campo, em sites próximos, por 3 anos consecutivos ou mais, de forma a levar em consideração a variabilidade interanual entre as gerações e quais os impactos dessa variabilidade na complementariedade entre as fontes e no ocorrência de corte de geração.
2. É possível utilizar a mesma metodologia para análise da hibridização de projetos existentes, otimizando o uso do MUST já contratado por outra fonte.
3. Na proposta metodológica apresentada foi considerado um preço único de energia para ambas as fontes. Como atualmente não há uma regulamentação específica sobre precificação de projetos híbridos, em uma outra análise poderia ser considerado preços individualizados por fonte e nova verificação da composição ótima dos projetos em função dos impactos do preço de venda da fonte no ambiente regulado, que varia de fonte para fonte.

4. A mesma metodologia poderia ser considerada para análise de projetos híbridos de outras fontes, como por exemplo hidráulica e solar ou eólica-solar e baterias.

# Referências Bibliográficas

- [1] REN21. *REN 21 - RENEWABLES NOW. Renewables 2021: Global Status Report*, Paris, França, 2021. Disponível em: <[www.ren21.net/gsr-2021](http://www.ren21.net/gsr-2021)>. Acesso em Março de 2022.
- [2] BRASIL. *Brasil é referência no campo da energia limpa e renovável*, Portal do Governo, [s.l], 2021. Disponível em: <<https://www.portaldoagronegocio.com.br/politica-rural/governo/entrevistas/brasil-e-referencia-no-campo-da-energia-limpa-e-renovavel>>. Acesso em Março de 2022.
- [3] BRASIL. *Relatório Síntese 2022 - Ano base 2021. Balanço Energético Nacional - BEN 2022*. Relatório, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, Brasil, 2022.
- [4] BRASIL. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2031*. Relatório, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, Brasília, Brasil, 2022.
- [5] BRASIL. *GT Modernização do Setor Elétrico - Portaria nº Inserção 187/2019 - Inserção de Novas Tecnologias: 1º Relatório - Diagnóstico*. Relatório, Empresa de Pesquisa Energética, [s.l], Jul 2019.
- [6] ONS. *LEN A-4/2022: Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para escoamento de geração pela rede básica, DIT e ICG*. Relatório NT-ONS DPL 0035/2022, Operador Nacional do Sistema Elétrico, [s.l], Mar 2022.
- [7] EPE. *Leilão de Energia Nova A4/2022 - Informações sobre o Cadastro dos Projetos e Diretrizes do Leilão*. Informe, Empresa de Pesquisa Energética, [s.l], Jan 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-644/Informe%20Cadastro%20LEN%20A4-2022-Final.pdf>>. Acesso em Abril de 2022.
- [8] EPE. *Análise Técnico-Econômica de Alternativas: Relatório R1. Expansão da Capacidade de Transmissão da Região Norte de Minas Gerais*. Relatório

EPE-DEE-RE-064/2020-Rev0, Empresa de Pesquisa Energética, [s.l], Out 2020.

- [9] ANEEL. *Leilão de Transmissão 001/2022*, . Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/empreendedores/leiloes>>. Acesso em Março de 2022.
- [10] BRASIL. *Lei nº 14.120 de 1º de Março de 2021*, Atos do Poder Legislativo, Brasília, DF, Brasil, 2021.
- [11] HOICKA, E. C., ROWLANS, I. H. “Solar and wind resource complementarity: Advancing options for renewable electricity integration”, *Renewable Energy*, v. 36 Issue 1,, pp. 97–107, 2011.
- [12] MOURA, S. P., DE ALMEIRA, A. T. “Multi-objective optimization of a mixed renewable system with demand-side management”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. v. 14, n. 5, pp. 1461–1468, 2010.
- [13] EPE;MME. *Usinas Híbridas no contexto do Planejamento energético* EPE-DEE-NT-029/2019-r0, 2019.
- [14] EPE. *Geração Eólica e Fotovoltaica: Dados de entrada para modelos elétricos e energéticos: metodologias e premissas*. Nota técnica, Empresa de Pesquisa Energética, Dez 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-dados-de-entrada-para-modelos-eletricos-e-energeticos-metodologias-e-premissas-versao-r1>>. Acesso em Abril de 2022.
- [15] ONS;EPE. *LEN A-4/2022: Metodologia, Premissas e Critérios para Definição da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração pela Rede Básica, DIT e ICG*. Relatório NT-ONS DPL 0007/2022, EPE-DEE-RE-002-r0/2022, Operador Nacional do Sistema Elétrico, Empresa de Pesquisa Energética, [s.l], Jan 2022.
- [16] KNECHTEL, M. R. *Metodologia da pesquisa em educação: uma abordagem teórico-prática dialogada*. Curitiba, Paraná, Intersaberes, 2014.
- [17] EPE. *Informe - Usinas Híbridas: Conceitos, barreiras à sua viabilização e propostas*. Informe, Empresa de Pesquisa Energética, [s.l], 2018. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-232/topico-393/Informe%20Usinas%20H%C3%ADbridas.pdf>>. Acesso em Março de 2022.

- [18] EPE;MME. *Usinas Híbridas - Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento* EPE-DEE-NT-011-2018-r0, Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, [s.l], Jun 2018.
- [19] BRASIL. *Resolução Normativa 954 de 30 de novembro de 2021*, Ministério de Minas e Energia, Agência Nacional de Energia Elétrica, [s.l], 2021.
- [20] LEONI, P., CARVALHO, C., ABREU, L., et al. “Projeto híbrido eólico-solar: Uma alternativa para aumentar a competitividade e facilitar a penetração de projetos fotovoltaicos de maior porte no país”, *Revista O Setor Elétrico*, v. ed. 134, pp. 59–66, Mar 2017.
- [21] DE OLIVEIRA BARBOSA, C. F. *Avaliação tecnológica, operacional e de gestão de sistemas híbridos para geração de eletricidade na região amazônica. 2006. 210 f.* Dissertação (mestrado em energia elétrica), Centro Tecnológico, Universidade Federal do Pará, Belém, Brasil, 2006.
- [22] GARCÍA, F. H. *Análise Experimental e Simulação de Sistemas Híbridos Eólico-Fotovoltaicos.* Dissertação de doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Rio Grande do Sul, 2004.
- [23] NELSON, C., FOSTER, R., CLARK, R. N., et al. *Wind Hybrid Systems Technology Characterization*, Southwest Technology Development Institute, 2002. New Mexico State University, May, 2002.
- [24] VESTAS. *Louzes Project: Wind and Solar*, 2018. Disponível em: <<https://www.vestas.com/en/products/plant-energy-solutions>>. Acesso em Março de 2022.
- [25] WINDEUROPE. “Renewable Hybrid Power Plants - Exploring the Benefits and Market Opportunities”, pp. 1–22, jul 2019.
- [26] DAS, A., JANI, H. K., NAGABABU, G. “A comprehensive review of wind–solar hybrid energy policies in India: Barriers and Recommendations”, *Renewable Energy Focus*, v. 35, pp. 1–41, 2020.
- [27] ANEEL. *Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 002/2020-SRG/SRT/SCG/ANEEL - Adequações regulatórias para implantação de usinas híbridas - Aprimoramento da regulação relacionada à contratação de acesso de múltiplas centrais geradoras.* 002/2020-SRG/SRT/SCG/ANEEL, Brasília, DF, 2020.

- [28] SHAFIULLAH, G. M. “Hybrid renewable energy integration (HREI) system for subtropical climate in Central Queensland, Australia”, *Renewable Energy - Science Direct*, 2016.
- [29] ARENA. *Co-Location Investigation - A study into the potential for co-locating wind and solar farms in Australia.*, AUSTRALIAN RENEWABLE ENERGY AGENCY, [s,l:s.n].
- [30] VESTAS. *Windlab and Vestas partner on the world’s first utility-scale hybrid integrating wind, solar and storage*, Dinamarca, 2017. Disponível em: <<https://www.vestas.com/en/media/company-news/2017/windlab-and-vestas-partner-on-the-world-s-first-utility-c2963544#!NewsView>>. Acesso em Março de 2022.
- [31] WINDLAB. *Construction to begin on \$ 160 million Industry Leading Hybrid Renewable Energy Project*, Camberra, 2017. Disponível em: <<https://www.windlab.com/news/construction-begin-160-million-industry-leading-hybrid-renewable-energy-project/#:~:text=CANBERRA,%2018%20October,%202017;,the20Australian%20Renewable%20Energy%20Agency>>. Acesso em Março de 2022.
- [32] IBERDROLA. *Port Augusta: nosso primeiro grande projeto de energia renovável no mercado australiano*, 2021. Disponível em: <<https://www.iberdrola.com/quem-somos/linhas-negocio/projetos-emblematicos/projeto-port-augusta>>. Acesso em Abril de 2022.
- [33] JETHANI, J. K. “Ministry of New & Renewable Energy - National Wind-Solar Hybrid Policy n<sup>o</sup>.238/78/2017”, *Ministry of New and Renewable Energy New Delhi*, v. 238, pp. 8, May 2018.
- [34] GE. *GE Renewable Energy to Equip First Commercial U.S. Integrated Solar-Wind Hybrid Project*, GENERAL ELECTRIC, 2017. Disponível em: <<https://www.ge.com/news/press-releases/ge-renewable-energy-equip-first-commercial-us-integrated-solar-wind-hybrid-project>>. Acesso em Setembro de 2021.
- [35] GUTERL, F. *The Rise Of The Hybrids: This Plant Combines Wind And Solar Power To Keep Renewable Electricity Flowing*, GENERAL ELECTRIC, 2018. Disponível em: <<https://www.ge.com/news/reports/rise-hybrids-power-plant-combines-wind-solar-keep-renewable-electricity-flowing>>. Acesso em Setembro de 2021.

- [36] WINDEUROPE. *WindEurope's online database of co-located projects*. Disponível em: <<https://windeurope.org/about-wind/database-for-wind-and-storage-colocated-projects/>>. Acesso em Abril de 2022.
- [37] PATEL, S. *Large China Energy Storage Project Begins Operation*. Disponível em: <<https://www.powermag.com/large-china-energy-storage-project-begins-operation/>>. Acesso em Abril de 2022.
- [38] WIKIPEDIA. *List of energy storage power plants*. Disponível em: <[https://en.wikipedia.org/wiki/List\\_of\\_energy\\_storage\\_power\\_plants#cite\\_note-DOE-4](https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_energy_storage_power_plants#cite_note-DOE-4)>. Acesso em Abril de 2022.
- [39] PRATT, D. *Updated: Vattenfall praises good performance of co-located wind and solar energy park*. Disponível em: <<https://www.solarpowerportal.co.uk/news/vattenfall-praises-good-performance-of-co-located-wind-and-solar-energy-par>>. Acesso em Abril de 2022.
- [40] OFGEM. *Renewables Obligation (RO)*. Disponível em: <<https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/ro/about-ro/ro-closure>>. Acesso em Abril de 2022.
- [41] HUNTER, R., ELLIOT, G. *Wind-Diesel Systems - A Guide to the Technology and its Implementation*, Cambridge University Press, 1994.
- [42] FEITOSA, E., PEREIRA, A., ROSAS, P. “Increasing Wind Penetration on Fernando de Noronha Qind/Diesel System”. In: *World Qind Energy Conference*, Berlin, Alemanha, 2002.
- [43] DE O. BARBOSA, C. F. *Montagem, comissionamento e monitoração de um sistema híbrido Solar-Eólico-Diesel para geração de eletricidade*. Trabalho de conclusão de curso, Universidade Federal do Pará, Belém, Pará, 1999.
- [44] RABÊLO, D. *Inaugurado em Tacaratu o Parque Eólico Fonte dos Ventos*, 2015. Disponível em: <<http://darciorabelo.com.br/noticia/inaugurado-em-tacaratu-o-parque-eolico-fontes-dos-ventos>>. Acesso em Setembro de 2021.
- [45] ABEEÓLICA;ABSOLAR;APINE. *Contribuições para a Consulta Pública no 014/2019*, 2019.
- [46] CIMM. *GE e Casa dos Ventos criam parque eólico híbrido inovador na América Latina.*, CENTRO DE INFORMAÇÃO METAL MECÂNICA, 2017. Disponível em: <<https://www.cimm.com.br/portal/>>

noticia/exibir\_noticia/15993-ge-e-casa-dos-ventos-criam-parque-eolico-hibrido-inovador-na-america-latina>. Acesso em Setembro de 2021.

- [47] VOTORANTIM. *Joint venture formada pela Votorantim Energia e CPP Investments terá primeiro projeto de parque híbrido no Brasil, unindo produção solar e eólica*, 2021. Disponível em: <<https://www.venergia.com.br/noticias/aprovacao-de-parque-hibrido/>>. Acesso em Setembro de 2021.
- [48] BRASIL. *Resolução Autorizativa no 9.995, de 18 de maio de 2021*, Ministério de Minas e Energia, Agência Nacional de Energia Elétrica, [s.l], 2021.
- [49] EPE. *Workshop do Mercado de Energia Elétrica do ciclo 2019 EPE realiza o Workshop Usinas Híbridas no SIN*. Workshop, Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, Brasil, 2019. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-realiza-o-workshop-usinas-hibridas-no-sin->>. Acesso em Março de 2022.
- [50] EPE;MME. *Estudos de planejamento da expansão da geração - Avaliação da Geração de Usinas Híbridas Eólico-Fotovoltaicas - Proposta metodológica e estudo de caso*. Relatório EPE-DEE-NT-025/2017-r0, Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, [s.l], Abr 2017.
- [51] MRTS. *Análise da complementaridade entre duas ou mais Fontes de Energia objetivando a otimização do uso dos Sistemas de Escoamento e ajuste dos Processos Regulatórios em Projetos Híbridos*. Relatório, MRTS Consultoria, São Paulo, Brasil, 2019.
- [52] CEPEL;INPE;FINEP. *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: Simulações 2013*. 1<sup>o</sup> ed. Rio de Janeiro, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. Financiadora de Estudos e Projetos, 2017.
- [53] PEREIRA, E. B., MARTINS, F. R., GONÇALVES, A. R., et al. *Atlas brasileiro de energia solar*. 2<sup>o</sup> ed. São José dos Campos, São Paulo, INPE, 2017.
- [54] BRASIL. *Portaria nº 132 de 25 de Abril de 2013*, Ministério de Minas e Energia, Agência Nacional de Energia Elétrica, [s.l], 2013.
- [55] MONTEATH, L., FRANÇA, F. A. X. *Workshop - ANEEL: 2o Leilão de Energia de Reserva de 2016 - Esclarecimentos Técnicos*, Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, Rio de Janeiro, Brasil, 2016.

- [56] FERNANDES, R. P. *Utilização de Ferramenta para Cálculo Automático de Margem de Transmissão em Estudos para Leilões de Energia*, XXV SNPTEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019. Disponível em: <[www.journal.uta45jakarta.ac.id](http://www.journal.uta45jakarta.ac.id)>. Acesso em Abril de 2022.
- [57] ONS. *Mapa Indicativo de Capacidade do SIN*, . Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em Março de 2022.
- [58] ONS. *Procedimentos de Rede*, . Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em Abril de 2022.
- [59] ANEEL. *Entenda a Expansão da Transmissão*, . Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/transmissao/expansao-da-transmissao>>. Acesso em Abril de 2022.
- [60] DE AZEVEDO, A. H. F., MATTOS, L. V. *Estrutura Tarifária da Transmissão de Energia Elétrica no Brasil*. [s.l:s.n.].
- [61] CEPTEL. *Manual do ANAREDE*, 10.01.00 ed. Centro de Pesquisa Elétrica, Rio de Janeiro, 2015.
- [62] EPE. *Análise Técnico-Econômica de Alternativas: Relatório R1. Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 1: Área Sul*. Relatório EPE-DEE-RE-148-2021-Rev0, Empresa de Pesquisa Energética, [s.l], Dez 2021.
- [63] EPE. *Análise Técnico-Econômica de Alternativas: Relatório R1. Estudo de Escoamento de Geração da Região Nordeste – Volume 2: Área Norte*. Relatório EPE-DEE-RE-014-2022-Rev0, Empresa de Pesquisa Energética, [s.l], Mar 2022.
- [64] FILHO, D. B. F., JUNIOR, J. A. S. “Desvendando os Mistérios do Coeficiente de Correlação de Pearson”, *Revista Política Hoje*, Vol. 18, n. 1, 2009, v. v. 18, n. 1, pp. 118–120, 2009.
- [65] ONS. *Submódulo 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos. Tipo: Metodologia*, . Disponível em: <[https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.3-CR\\_2021.06.pdf](https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.3-CR_2021.06.pdf)>. Acesso em Abril de 2022.

- [66] EPE. *Análise Técnico-Econômica de Alternativas: Relatório R1. Estudo de Escoamento de Geração da Região Nordeste – Volume 3: Área Leste*. Relatório EPE-DEE-RE-015-2022-Rev0, Empresa de Pesquisa Energética, [s.l.], Mar 2022.
- [67] ONS. *Diretrizes e Casos de Referência para Estudos de Acesso. Casos de Fluxo de Potência para acesso nas regiões N/NE e área MG/GO/DF - PAR 2023-2027*, . Disponível em: <[https://sintegre.ons.org.br/sites/8/42/58/paginas/servicos/produtos-pasta.aspx?RootFolder=%2Fsites%2F8%2F42%2F58%2FProdutos%2F189%2F22-04-2021\\_212545&produto=Diretrizes%20e%20Casos%20de%20Refer%C3%AAncia%20para%20os%20estudos%20de%20acesso&descricaoProduto=Casos%20de%20Fluxo%20de%20Pot%C3%AAncia%20para%20acesso%20nas%20regi%C3%B5es%20N/NE%20e%20%C3%A1rea%20MG/GO/DF%20-%20PAR%202022-2026](https://sintegre.ons.org.br/sites/8/42/58/paginas/servicos/produtos-pasta.aspx?RootFolder=%2Fsites%2F8%2F42%2F58%2FProdutos%2F189%2F22-04-2021_212545&produto=Diretrizes%20e%20Casos%20de%20Refer%C3%AAncia%20para%20os%20estudos%20de%20acesso&descricaoProduto=Casos%20de%20Fluxo%20de%20Pot%C3%AAncia%20para%20acesso%20nas%20regi%C3%B5es%20N/NE%20e%20%C3%A1rea%20MG/GO/DF%20-%20PAR%202022-2026)>. Acesso em Abril de 2022.
- [68] ONS. *Dashboard de Acompanhamento dos Processos de Solicitação de Acesso*, Operador Nacional do Sistema Elétrico, . Disponível em: <<https://sintegre.ons.org.br/sites/5/11/Paginas/Home.aspx>>. Acesso em Maio de 2022.
- [69] ANEEL. *Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico*, . Disponível em: <<https://sigel.aneel.gov.br/portal/home/>>. Acesso em Março de 2022.
- [70] ANEEL. *SIGA - Sistema de Gestão de Informação da Geração*, Agência Nacional de Energia Elétrica, . Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view=r=\protect\@normalcr\relaxeyJrIjoiNjc40GYyYjQtYWw2ZC00YjllLWJlYm\protect\@normalcr\relaxEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidC\protect\@normalcr\relaxI6IjQwZDZmOWI4LWVjYtctNDZhMi05MmQ0\protect\@normalcr\relaxLWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMi0jR9>>. Acesso em Abril de 2022.
- [71] ONS. *Guia de Acesso ao Sistema de Transmissão em 10 passos*, Operador Nacional do Sistema Elétrico, . Disponível em: <<http://www.ons.org.br/Paginas/acesso-conexao/informacoes-basicas.aspx>>. Acesso em Maio de 2022.
- [72] EPE. *Webmap EPE - Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro*. Disponível em: <<https://gisepeprd2.epe.gov.br/WebMapEPE/>>. Acesso em Abril de 2022.