

LUCAS FREITAS DE PAIVA

Usinas híbridas eólico-fotovoltaicas: Uma análise das sinergias e complementaridades

São Paulo

2022

LUCAS FREITAS DE PAIVA

Usinas híbridas eólico-fotovoltaicas: uma análise das sinergias e complementaridades

Versão corrigida

Dissertação apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para a obtenção
do título de Mestre em Ciências

São Paulo

2022

LUCAS FREITAS DE PAIVA

Usinas híbridas eólico-fotovoltaicas: uma análise das sinergias e complementaridades

Versão corrigida

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Mestre em Ciências

Área de Concentração: Sistemas de Potência

Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

São Paulo

2022

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 25 de Abril de 2022.

Assinatura do autor:



Assinatura do orientador:



Catálogo-na-publicação

Paiva, Lucas Freitas

Usinas híbridas eólico-fotovoltaicas: uma análise das sinergias e complementaridades / L. F. Paiva – versão corr. -- São Paulo, 2022.
142 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Geração híbrida 2.Fontes renováveis 3.Complementaridade I.
Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Nome: PAIVA, Lucas de Freitas

Título: Usinas Híbridas Eólico-Fotovoltaicas: uma análise das sinergias e complementaridades.

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Aprovado em: 25 de fevereiro de 2022

Banca Examinadora

Prof. Dr.: Dorel Soares Ramos (Presidente)

Instituição: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Julgamento: Aprovado

Prof. Dr.: Erik Eduardo Rego

Instituição: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Julgamento: Aprovado

Prof. Dr.: Roberto Castro

Instituição: Externo

Julgamento Aprovado

AGRADECIMENTOS

Ao professor e orientador Dorel Ramos pelo grande apoio, disponibilidade e empenho dedicados a este trabalho, bem como o exemplo de carreira e os ensinamentos prestados.

À toda equipe da consultoria MRTS, em especial ao Luiz Armando, pelo apoio e dedicação ao longo de todo esse tempo.

Aos colegas de CCEE, que sempre me apoiaram em meus objetivos e na busca pelo aprendizado contínuo como forma de evolução.

À minha companheira de vida, e minuciosa revisora, Juliany Martins, a quem dedico este trabalho e agradeço por estar sempre ao meu lado ao longo dessa jornada.

E, por fim, à minha família, que sempre mostrou a importância do estudo em nossa formação e como contribuição à toda a sociedade.

RESUMO

PAIVA, L. F. **Usinas híbridas eólico-fotovoltaicas: uma análise das sinergias e complementaridades.** 2022. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2022.

Estudos recentes apontam para uma possível complementaridade entre os recursos solares e eólicos em algumas regiões do Brasil. Desse modo, a associação dessas duas fontes geradoras pode produzir sinergias que permitem superar o resultado obtido quando se considera a exploração de cada fonte de forma independente e se adiciona os resultados individuais. Neste sentido, este trabalho reuniu e compilou informações pertinentes ao tema, bem como analisou e aferiu benefícios de tais complementaridades através do desenvolvimento de modelos de otimização aplicados a séries de dados horários (medidos) e de modelos de *mesoescala* como forma de simular a operação de tais arranjos e evidenciar os benefícios econômicos de tal interação sinérgica. Os resultados obtidos foram alvissareiros na medida em que comprovaram as economias indicadas. Observou-se também que a exploração sinérgica destas fontes, sobretudo quando adicionada de pequena capacidade local de armazenamento, possibilitaria a obtenção de fatores de capacidade de geração mais elevados nos pontos de conexão com os sistemas de transmissão, bem como ficou evidenciada uma importante diversidade de possibilidades de ganhos ou mitigação de riscos de produção e de preços na operação sob um mercado de preços horários. Ademais, os modelos desenvolvidos lançam bases de desenvolvimento de ferramentas com aplicações práticas em projetos reais de usinas do gênero.

Palavras-Chave: Geração híbrida. Fontes renováveis. Complementaridade. Sistemas de Armazenamento de Energia.

ABSTRACT

PAIVA, L. F. **Hybrid wind-photovoltaic plants**: an analysis of synergies and complementarities. 2022. Dissertation (Masters in Electrical Engineering) — Escola Politécnica, University of São Paulo, São Paulo, 2022.

Recent studies point to a possible complementarity between solar and wind resources in some regions of Brazil. In this way, the association of these two generating sources can produce synergies that surpass their individualized explorations. In this sense, this work gathered and compiled information relevant to the topic, as well as analyzed and measured the benefits of such complementarities through the development of optimization models applied to time series data (measured) and from mesoscale models as a way to simulate the operation of such arrangements and demonstrate the economic benefits of such synergistic interaction. The results obtained were encouraging insofar as they proved the indicated savings. It was also observed that the synergistic exploitation of these sources, especially when added to a small local storage capacity, would make it possible to obtain higher generation capacity factors at the connection points with the transmission systems, as well as a diversity of possibilities of gains or mitigation of production and price risks in operating under an hourly price market. Furthermore, the developed models lay the foundations for the development of tools with practical applications in real projects of power plants of the kind.

Keywords: Hybrid generation. Renewable sources. Complementarity. Energy Storage Systems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 — Circulação Atmosférica.....	19
Figura 2 — Brisa marítima e brisa terrestre, respectivamente	20
Figura 3 — Brisa de vale e Brisa da montanha, respectivamente	21
Figura 4 — Litoral norte do Nordeste	22
Figura 5 — Velocidades médias do vento no litoral norte do Nordeste.....	23
Figura 6 — Litoral Sudeste do Nordeste	23
Figura 7 — Nordeste continental.....	24
Figura 8 — Velocidades médias do vento na sub-região 2 do Nordeste continental	25
Figura 9 — Corte topográfico do estado da Bahia	26
Figura 10 — Topologia de Portfólios Comerciais e Usinas Adjacentes	27
Figura 11 — Topologia de Usinas Associadas e Usinas Híbridas	29
Figura 12 — Projetos híbridos de geração eólico-solar no âmbito internacional	30
Figura 13 — Orografia e recursos eólicos na Índia.....	32
Figura 14 — Hero Future Energies na Vila de Kavithal, Índia.....	34
Figura 15 — Estimativas de produção média por fonte, usina híbrida de Kavithal.....	34
Figura 16 — Usina híbrida de Kennedy Energy Park	36
Figura 17 — Projeções de potência de saída por fonte no Kennedy Energy Park	37
Figura 18 — Complexo de geração no estado do Oregon, EUA	38
Figura 19 — Luneng Haixi Multi-Mixed Energy Demonstration Project, Golmud	39
Figura 20 — Usina híbrida eólica-fotovoltaica em Parc Cynog, País de Gales	40
Figura 21 — Potenciais eólico e solar do Brasil, respectivamente	42
Figura 22 — Usinas Fontes Solar e Fontes dos Ventos em Tacaratu, Pernambuco.....	43
Figura 23 — Complexo híbrido em Caetité-BA	43
Figura 24 — Metodologia para Reconstrução de Séries Temporais Solares	52
Figura 25 — Fluxograma de confecção de base de dados horário medidos	55
Figura 26 — Mapa de usinas e classificação das localidades	56
Figura 27 — Locais de aplicação	61
Figura 28 — Gráfico de dispersão – Localidade BA-01	63
Figura 29 — Gráfico de dispersão – Localidade BA-02	64
Figura 30 — Gráfico de dispersão – Localidade BA-03	65
Figura 31 — Gráfico de dispersão – Localidade CE-01	66
Figura 32 — Gráfico de dispersão – Localidade RN-01	67

Figura 33 — Gráfico de dispersão – Localidade RS-01.....	68
Figura 34 — Médias horárias de geração na localidade BA-01.....	69
Figura 35 — Fator da capacidade mensal na localidade BA-01.....	70
Figura 36 — Médias horárias de geração na localidade BA-02.....	71
Figura 37 — Fator de capacidade mensal da localidade BA-02.....	71
Figura 38— Médias horárias de geração na localidade BA-03.....	72
Figura 39 — Fator de capacidade mensal na localidade BA-03.....	72
Figura 40 — Médias horárias de geração da localidade CE-01.....	73
Figura 41 — Fator de capacidade mensal na localidade CE-01.....	73
Figura 42 — Fator de capacidade mensal na localidade CE-01.....	74
Figura 43 — Médias horárias de geração RN-01.....	74
Figura 44 — Fator de capacidade mensal RS-01.....	75
Figura 45 — Médias horárias de geração RS-01.....	75
Figura 46 — Histograma de probabilidades horárias em BA-01 no 1º trimestre.....	77
Figura 47 — Histograma de probabilidades horárias em BA-01 no 3º trimestre.....	77
Figura 48 — Histograma de probabilidade horárias em BA-02 no 1º trimestre.....	78
Figura 49 — Histograma de probabilidades horárias em BA-03 no 1º trimestre.....	78
Figura 50 — Histograma de probabilidades horárias em BA-03 no 3º trimestre.....	79
Figura 51 — Histograma de probabilidades horárias em CE-01 no 1º trimestre.....	79
Figura 52 — Histograma de probabilidades horárias em CE-01 no 4º trimestre.....	80
Figura 53 — Histograma de probabilidades horárias em RN-01 no 3º trimestre.....	80
Figura 54 — Histograma de probabilidades horárias em RS-01 no 4º trimestre.....	81
Figura 55 — Fator de capacidade, horário, médio por localidade.....	82
Figura 56 — Fator de capacidade mensal da Localidade 1.....	83
Figura 57 — Médias horárias de geração da Localidade 1.....	84
Figura 58 — Fator de capacidade mensal da Localidade 2.....	84
Figura 59 — Médias horárias de geração da Localidade 2.....	85
Figura 60 — Fator de capacidade mensal da Localidade 3.....	85
Figura 61 — Médias horárias de geração da Localidade 3.....	86
Figura 62 — Fator de capacidade mensal da Localidade 4.....	86
Figura 63 — Médias horárias de geração da Localidade 4.....	87
Figura 64 — Médias horárias de geração da Localidade 5.....	88
Figura 65 — Fator de capacidade mensal da Localidade 5.....	88
Figura 66 — Médias horárias de geração da Localidade 6.....	89

Figura 67 — Fator de capacidade mensal da Localidade 6	89
Figura 68 — Modelos de Otimização de MUST para Usinas Híbridas Eólica-Solar	91
Figura 69 — Esquemático do Modelo de Otimização do MUST	93
Figura 70 — Curva de otimização de MUST, BA-01, 70% EOL e 30% UFV	97
Figura 71 — Otimização de MUST para composições eólico-solar em BA-01	98
Figura 72 — Otimização de MUST para composições eólico-solar em BA-02	99
Figura 73 — Otimização do MUST por composição híbrida em BA-03.....	100
Figura 74 — Otimização de MUST para composições eólico-solar em CE-01	101
Figura 75 — Otimização de MUST para composições eólico-solar em RN-01	102
Figura 76 — Otimização de MUST para composições eólico-solar em RS-01	103
Figura 77 — Comparação dos Resultados de Máxima Economia	104
Figura 78 — Fluxograma da Estratégia Operativa do Modelo 2	107
Figura 79 — Procedimento de emparelhamento das séries de Geração e PLD.	111
Figura 80 — PLD horário reconstituído.....	112
Figura 81 — Simulações de aplicação do modelo 2 na Localidade 1	115
Figura 82 — Simulações de aplicação do modelo 2 na Localidade 2.....	116
Figura 83 — Simulações de aplicação do modelo 2 na Localidade 3.....	117
Figura 84 — Simulações de aplicação do modelo 2 na Localidade 4.....	118
Figura 85 — Simulações de aplicação do modelo 2 na Localidade 5.....	120
Figura 86 — Simulações de aplicação do modelo 2 na Localidade 6.....	121
Figura 87 — Esquemático do Modelo de Otimização da operação do SAE.....	123
Figura 88 — Fluxograma da Estratégia Operativa do Modelo 3	127

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 — Lista de projetos híbridos ao redor do mundo	31
Tabela 2 — Usinas selecionadas para constituição de base de dados horários	56
Tabela 3 — Séries de dados de horários medidos	59
Tabela 4 — Séries de dados horários de mesoescala	61
Tabela 5 — Estudo de caso comparativo entre Estratégias 1 e 2	95
Tabela 6 — Otimização do MUST por composição híbrida em BA-01	98
Tabela 7 — Otimização do MUST por composição híbrida em BA-02	99
Tabela 8 — Otimização do MUST por composição híbrida em BA-03	100
Tabela 9 — Otimização do MUST por composição híbrida em CE-01	101
Tabela 10 — Otimização do MUST por composição híbrida em RN-01	102
Tabela 11 — Otimização do MUST por composição da usina híbrida em RS-01	103
Tabela 12 — Comparação por localidade. Composição: 70% eólico e 30% solar	104
Tabela 13 — Resultados Financeiros do Parque Gerador – Localidade 1	115
Tabela 14 — Resultados Financeiros do Parque Gerador – Localidade 2	116
Tabela 15 — Resultados Financeiros do Parque Gerador – Localidade 3	118
Tabela 16 — Resultados Financeiros do Parque Gerador – Localidade 4	119
Tabela 17 — Resultados Financeiros do Parque Gerador – Localidade 5	120
Tabela 18 — Resultados Financeiros do Parque Gerador – Localidade 6	121
Tabela 19 — Cenário A, comparativo de resultados entre o modelo 2 e modelo 3	131
Tabela 20 — Cenário B, comparativo de resultados entre o modelo 2 e modelo 3	131

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUST	Encargo de Uso dos Sistemas de Transmissão
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
MCP	Mercado de Curto Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia
MUST	Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão
ONS	Operador Nacional do Sistema
PIU	Parcela de Ineficiência por Ultrapassagem
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIGA	Sistema de Informações de Geração da ANEEL
SIN	Sistema Interligado Nacional
TUST	Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	16
1.1 Estrutura do trabalho	17
2 COMPORTAMENTO ATMOSFÉRICO DO NORDESTE BRASILEIRO	19
2.1 Brisas marítimas e terrestres	20
2.2 Brisas de vale e de montanha.....	21
2.3 Regiões eólicas do Nordeste	21
2.3.2 Litoral sudeste do Nordeste	23
2.3.3 Nordeste continental	24
2.4 Formação dos perfis eólicos horários complementares à radiação solar	25
3 DEFINIÇÕES INICIAIS: TIPOLOGIAS DE ARRANJOS	27
4 EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS E NACIONAIS	30
4.1 Índia	32
4.2 Austrália	35
4.3 Estados Unidos	37
4.4 China.....	39
4.5 Reino Unido.....	40
4.6 Arábia Saudita	41
4.7 Brasil.....	41
4.8 Regulação e políticas energéticas	44
4.9 Considerações sobre as experiências nacionais e internacional	45
5 DADOS HORÁRIOS EÓLICOS E SOLARES.....	47
5.1 Conceitos de estatística e probabilidade empregados no estudo.....	47
5.2 Reconstrução de séries históricas de dados eólicos e solares	49
5.2.1 Séries de dados eólicos	49
5.2.2 Séries de dados solares	51
5.2.3 Considerações sobre a reconstrução de séries	52
5.3 Séries de dados medidos.....	53
5.3.1 Metodologia de construção de base de dados públicos	53
5.3.2 Caracterização das séries	54
5.3.3 Considerações sobre as séries de dados medidos	58
6 ANÁLISES DE CORRELAÇÃO E COMPLEMENTARIDADE.....	60
6.1 Caracterização das séries de dados de mesoescala reconstituídas	60

6.1.1	Análise dos dados de vento e radiação solar	62
6.1.2	Análise de dispersão das séries de dados reconstruídos	62
6.1.3	Análise das médias horárias de geração	68
6.1.4	Análise das probabilidades horárias de potência	76
6.2	Caracterização das séries de dados medidos.....	81
6.2.1	Análise das médias de geração	83
7	MODELOS DE OTIMIZAÇÃO DAS MARGENS DE TRANSMISSÃO.....	90
7.1	Modelo 1: Otimização de MUST de usina híbrida sem armazenamento e sem efeitos do MCP.....	91
7.1.1	Metodologia e equacionamento do modelo 1	95
7.1.2	Considerações sobre as análises da contratação de MUST	103
7.2	Modelo 2: Otimização de MUST com armazenamento e efeitos das exposições ao MCP.....	105
7.2.1	Metodologia e equacionamento do modelo 2	105
7.2.2	Considerações acerca da relação entre as séries de dados e o PLD.....	110
7.2.3	Simulações e estudos de caso	112
7.2.4	Simulações: localidade 1	114
7.2.5	Simulações: localidade 2	116
7.2.6	Simulações: localidade 3	117
7.2.7	Simulações: localidade 4	118
7.2.8	Simulações: localidade 5	119
7.2.9	Simulações: localidade 6	121
7.2.10	Considerações sobre as simulações com o modelo 2	122
7.3	Modelo 3: Otimização de MUST sob condição de cenarização futura de geração e PLD	123
7.3.1	Metodologia e equacionamento do modelo 3	124
7.3.2	Equacionamento do problema de otimização	128
7.3.3	Estudos de caso, simulações e resultados	129
7.3.4	Considerações sobre o modelo 3	132
8	CONCLUSÃO.....	134
	REFERÊNCIAS	136

1 INTRODUÇÃO

Na literatura, estudos sobre complementaridade entre fontes de geração (KLONARI *et al.*, 2019), sobretudo renováveis, têm ressaltado os potenciais benefícios financeiros que sua associação pode proporcionar, tanto em relação aos aspectos comerciais (minimização de risco e maximização de retorno), quanto técnicos (infraestrutura e custos compartilhados) (MACEDO; PARTEZANI, 2019).

Nesse contexto, os parques híbridos do tipo eólico-solar se apresentam como alternativas interessantes para investimentos e de alto potencial de viabilização para implantação efetiva, sobretudo se for levada em consideração a tendência de expansão dessas duas fontes no território nacional (PAIVA, 2015). Assim, tem sido observado o surgimento de projetos piloto que corroboram e validam as indicações apontadas pelos estudos acadêmicos sobre o tema (DATABASE FOR WIND..., 2020). A continuidade dessa linha de desenvolvimento de empreendimentos, agregando duas tecnologias distintas no mesmo sítio, se justifica plenamente em face de seu potencial em criar melhor condição de competitividade para o investidor, em decorrência dos ganhos de sinergia entre essas fontes, representados por uma produção de energia mais regular, proporcionando ganhos de operação e economia na expansão das redes de conexão.

A constante busca por evolução e eficiência na produção de energia tem demandado cada vez mais a otimização dos recursos necessários para o funcionamento de um parque gerador. Por isso, a disponibilidade de terras, acesso e capacidade dos sistemas de transmissão, disponibilidade de mão-de-obra, entre outros, têm se tornado centrais nas estratégias de aprimoramento. Ademais, a variabilidade de produção de parques eólicos e solares traz riscos e incertezas que podem afetar de modo bastante severo o fluxo de caixa dos empreendedores.

Em vista disso, a associação sinérgica de parques geradores eólicos e solares fotovoltaicos pode representar um avanço tecnológico de suma importância para a evolução destas fontes, tidas como indispensáveis na matriz energética de qualquer país engajado com um desenvolvimento sustentável e redução de emissão de gases de efeito estufa. No contexto brasileiro, as soluções de geração híbrida ganharam um destaque adicional ao contribuir para a mitigação de problemas latentes da atualidade deste setor elétrico, como o grande volume de projetos renováveis em busca de acesso aos sistemas de transmissão, cujas margens de escoamento estão cada vez mais escassas.

Esse tema, pela sua importância, tem motivado discussões pela busca de soluções práticas para implementação imediata, tendo sido foco, por exemplo, do Webinar organizado pelo Ministério de Minas e Energia em março de 2022 (MME, 2022).

Nessa linha, a recente aprovação da Resolução Normativa Aneel nº 954, de 30 de novembro de 2021, que estabelece tratamento regulatório para implantação de usinas híbridas e associadas, colocou esta tecnologia como uma opção possível para a otimização do uso dos pontos de acesso à transmissão, fomentando ainda mais o aprofundamento no tema.

Diante dessa perspectiva, esta pesquisa buscou avaliar experiências pretéritas e discussões acerca do tema, levantar dados, analisá-los e aferir a citada complementaridade, bem como se aprofundar nos estudos das economias advindas de tal associação de fontes pelo desenvolvimento de modelos de otimização que enderecem tal questão, com enfoque sobre o caso brasileiro.

Por conseguinte, este trabalho se justifica tanto pelo contexto atual do mercado brasileiro, que deposita esperanças no emprego de usinas híbridas como solução de problemas reais do setor, quanto pela carência de estudos sobre o tema e necessidade de se construir materiais que venham a agregar nas discussões sobre tal modelo de geração, bem como subsidiar futuros trabalhos, estudos e decisões dos agentes envolvidos nesse mercado.

1.1 Estrutura do trabalho

Primeiramente, no capítulo 2, foram explorados aspectos climatológicos do Nordeste brasileiro com a finalidade de se caracterizar os fenômenos atmosféricos por detrás da observada complementaridade eólico-solar.

No capítulo 3, buscou-se realizar uma revisão bibliográfica dos possíveis arranjos de combinações entre usinas de fontes distintas a fim de se firmarem conceitos e trazer clareza aos termos que serão abordados ao longo de todo o trabalho.

Na sequência, no capítulo 4, são apresentadas as experiências nacionais e internacionais de projetos de geração híbrida eólico-fotovoltaica, bem como uma revisão bibliográfica do estado atual desta tecnologia.

Por sua vez, no capítulo 5, foram abordados métodos de obtenção de séries de dados horários de geração que subsidiem as análises das sinergias entre tais recursos (capítulo 6), assim como aqueles que permitem o desenvolvimento de simulações e estudos de caso.

No capítulo 7, desenvolvem-se, em ordem de evolução incremental, três modelos de otimização da contratação da capacidade escoamento da produção pelos sistemas de transmissão. Para tanto, também são apresentadas simulações e análises que demonstram os resultados e a aplicabilidade destes modelos.

Por fim, o capítulo 8 fecha este trabalho com a compilação em síntese de suas principais conclusões.

2 COMPORTAMENTO ATMOSFÉRICO DO NORDESTE BRASILEIRO

Pode-se entender a circulação atmosférica como o processo de movimentação das massas de ar, ocasionado pelas diferenças de pressão e temperatura existentes na atmosfera terrestre. Tais gradientes de temperatura e pressão têm sua origem no aquecimento desigual da superfície terrestre, haja vista a variedade de tipos de cobertura dessa superfície, aliada aos ciclos temporais de exposição ao sol (dia, noite e estações do ano) (ATLAS ÉOLICO DA BAHIA, 2020). Vide pela Figura 1 a representação da circulação atmosférica no globo terrestre.

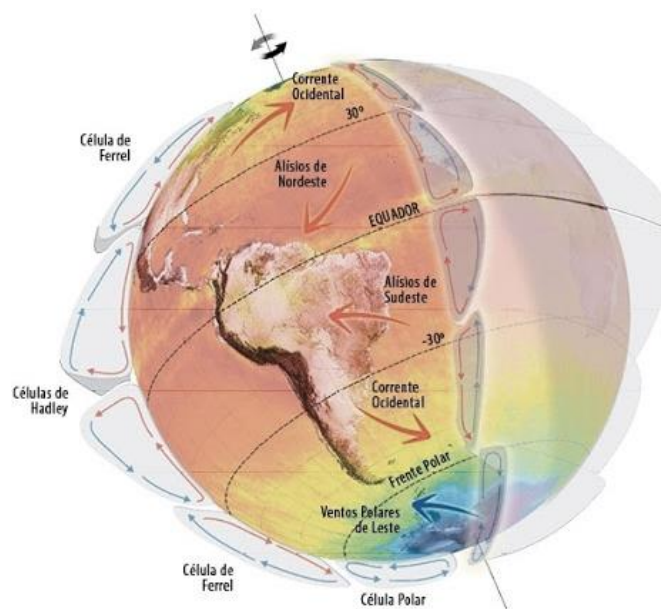


Figura 1 — Circulação Atmosférica

Fonte: Atlas Eólico da Bahia (2020).

Em escala global (*macroescala*), os ventos são majoritariamente formados pelo aquecimento desigual entre o Equador e os Polos, formando as células de circulação. Já em escala regional (*mesoescala*), os ventos são geralmente formados devido às diferenças de temperatura entre cordilheiras e vales (ventos catabáticos) ou entre o mar e a terra (brisa marítima). Por fim, na escala local (*microescala*), formam-se em razão de variados fatores, tais como: relevo, cobertura vegetal e construções (ATLAS EÓLICO DA BAHIA, 2020).

Observe-se que, na zona tropical, os ventos se dirigem para o Equador na superfície e para os Polos nos níveis superiores, constituindo correntes de convecção conhecidas por células de Hadley. Assim, os ventos superficiais de tais células são chamados de ventos Alísios,

considerados os mais constantes do planeta e de grande potencial de exploração comercial (ATLAS EÓLICO DA BAHIA, 2020).

Desta forma, nas latitudes que cobrem o Nordeste brasileiro, o regime de vento é fortemente condicionado pela circulação em *macroescala* dos ventos Alísios. Entretanto, o comportamento desses ventos é afetado pela presença dos continentes e de suas particularidades climáticas e orográficas (SILVA, 2003).

2.1 Brisas marítimas e terrestres

As brisas marítimas originam-se do aquecimento do ar na superfície terrestre durante o dia, uma vez que a radiação solar é absorvida e reemitida mais rapidamente no continente que no mar.

Esse ar aquecido se expande, produzindo nos níveis superiores da atmosfera (de 500 a 2000 metros) um suave fluxo de ar que se movimenta no sentido da terra para o mar (fluxo de retorno). Por sua vez, a subsidência desse fluxo sobre o mar cria um gradiente de pressão que induz a formação de um vento superficial (entre 0 e 500 metros) do mar para o continente, formando a brisa marítima, conforme ilustração da Figura 2 (SOUZA, 2016).

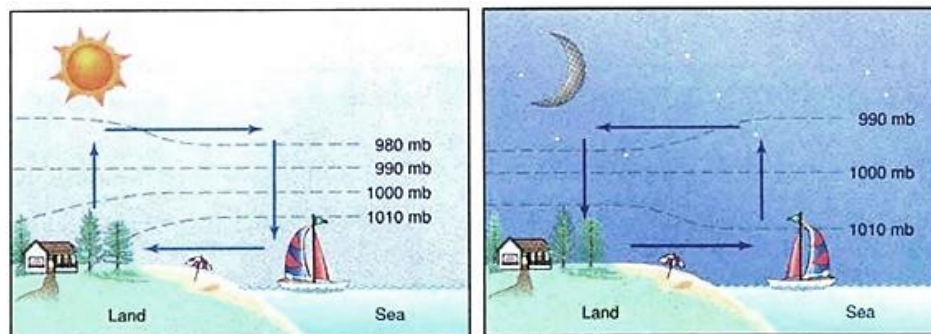


Figura 2 — Brisa marítima e brisa terrestre, respectivamente

Fonte: Cechin (2012).

As brisas terrestres se dão de forma análoga às brisas marítimas, diferindo apenas no sentido da circulação. Assim, à noite, a superfície da terra se resfria mais rapidamente que o mar, revertendo o gradiente de temperatura observado durante o dia, fazendo com que o ar resfriado no continente avance para o mar nos níveis mais baixos. Sobre o mar, essas massas de ar são aquecidas e ascendem, retornando para o continente, onde se resfriam e descendem para fechar a circulação, conforme mostrado na Figura 2 (SOUZA, 2016).

Em geral, a intensidade da brisa terrestre é menor que a da brisa marítima, devido a menor diferença de temperatura terra-mar no período noturno. Observa-se que as brisas marítimas e terrestres respondem por efeitos observados a até 100 km da costa, podendo interagir positiva ou negativamente com os ventos Alísios e, assim, exerce grande influência no perfil horário do vento para as regiões costeiras do Nordeste brasileiro (SOUZA, 2016).

2.2 Brisas de vale e de montanha

Outro importante mecanismo eólico do Nordeste são as brisas de vale e de montanha, ilustradas na Figura 3.



Figura 3 — Brisa de vale e Brisa da montanha, respectivamente

Fonte: Cechin (2012).

As superfícies laterais das montanhas recebem fluxos de radiação solar distintos a depender de sua inclinação e características geográficas locais. Logo, formam-se gradientes no aquecimento dessas superfícies que movimentam as massas de ar em ascensão ao topo, em fenômeno conhecido por ventos anabáticos. Acima do topo, tais ventos ascendentes sofrem influência da inversão térmica e são forçados a um fluxo de retorno, posteriormente descendendo ao centro do vale. A circulação reversa ocorre já durante a noite (SOUZA, 2016).

As brisas de vales e de montanhas são, em geral, mais fracas que as brisas marítimas e terrestres. Contudo, também possuem um ciclo diário de ocorrência, podendo influenciar significativamente o perfil horário de ventos observado na região (SOUZA, 2016).

2.3 Regiões eólicas do Nordeste

Além das brisas descritas acima, o perfil geográfico da região também pode criar canalizações do fluxo criando pontos de aumento ou reduções da velocidade do vento. Assim, conforme proposto por Silva *et al.* (2003), o Nordeste brasileiro pode ser classificado em distintas regiões eólicas, a seguir detalhadas.

2.3.1 Litoral norte do Nordeste

O litoral norte do Nordeste compreende a faixa litorânea do extremo norte do Maranhão ao extremo sul do Rio Grande do Norte, cujas condições de vento são conduzidas principalmente pela convergência dos ventos Alísios sobre o Equador com fortes interações com as brisas marítimas. Essa área pode ser subdividida nas sub-regiões 1 e 2, sendo a segunda marcada por um regime de ventos mais fortes devido à interação positiva entre os ventos Alísios e as brisas marítimas (SILVA, 2003).

A Figura 4 ilustra região descrita e suas sub-regiões.

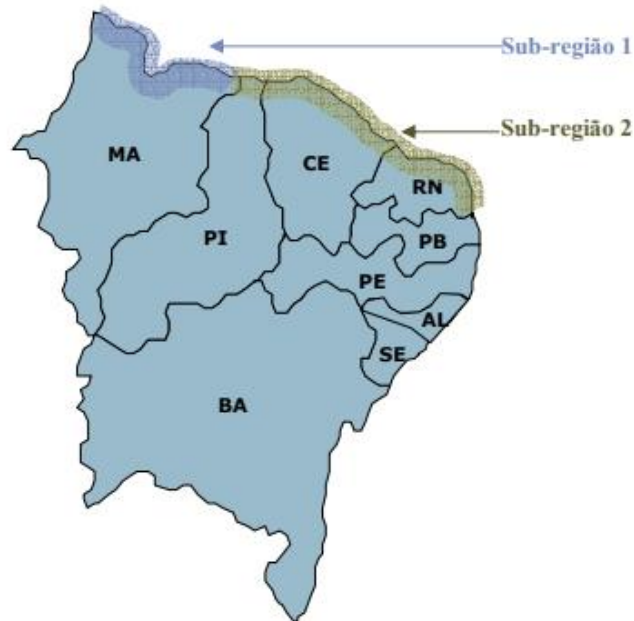


Figura 4 — Litoral norte do Nordeste

Fonte: Silva (2003).

Em estudos preliminares realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (2013), foi identificado para a sub-região 2, descrita acima, um perfil horário de velocidades médias do vento bastante constantes ao longo do dia. Porém, há uma pequena atenuação das velocidades médias durante a madrugada e um leve incremento da velocidade no início da tarde, conforme Figura 5 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2013).

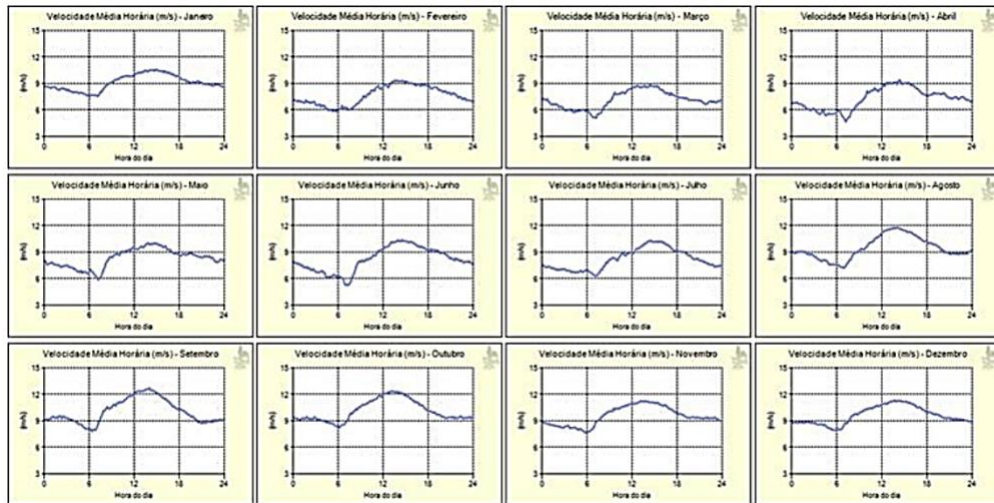


Figura 5 — Velocidades médias do vento no litoral norte do Nordeste

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2013).

2.3.2 Litoral sudeste do Nordeste

O litoral sudeste do Nordeste compreende a faixa litorânea do extremo norte da Paraíba ao extremo sul da Bahia, onde os ventos Alísios se apresentam com intensidade reduzida devido ao afastamento da linha do Equador e os gradientes de temperatura oceano-terra, que também são menores, reduzindo os efeitos das brisas marítimas. Dentre as três regiões eólicas do Nordeste, esta é a que apresenta menor potencial, logo, a menos explorada para tal atividade (SILVA, 2003). A Figura 6 ilustra a região descrita.

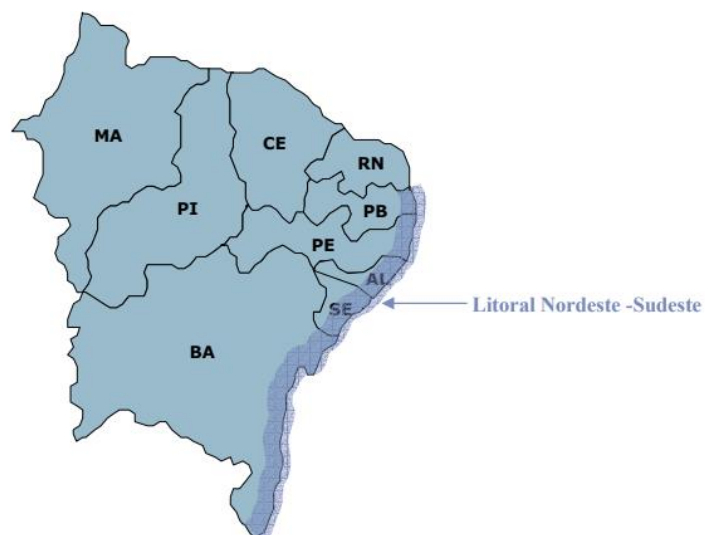


Figura 6 — Litoral Sudeste do Nordeste

Fonte: Silva (2003).

2.3.3 Nordeste continental

O Nordeste continental compreende toda a área do interior do Nordeste, que pode ser dividida em duas sub-regiões.

A sub-região 1 apresenta um regime de ventos menos intenso que a sub-região 2, tendo suas velocidades médias reduzidas à medida em que se afasta do litoral, devido aos efeitos da rugosidade superficial, de barreiras naturais pela orografia regional e pela diminuição da contribuição das brisas marítimas.

Já a sub-região 2 conta a presença de muitas áreas elevadas de montanhas, serras e chapadas que contribuem para a aceleração dos ventos. Nesta área, observam-se fortes brisas de montanhas/vales e/ou efeitos de canalização dos ventos (SILVA, 2003).

A Figura 7 ilustra a região descrita e suas sub-regiões.



Figura 7 — Nordeste continental

Fonte: Silva (2003).

No estudo supracitado, realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (2013), foi identificado, para esta sub-região 2, um perfil horário de velocidades médias marcado por uma forte atenuação na velocidade média do vento durante o dia, talhando o perfil eólico dessa área a uma provável complementaridade à radiação solar, conforme Figura 8.

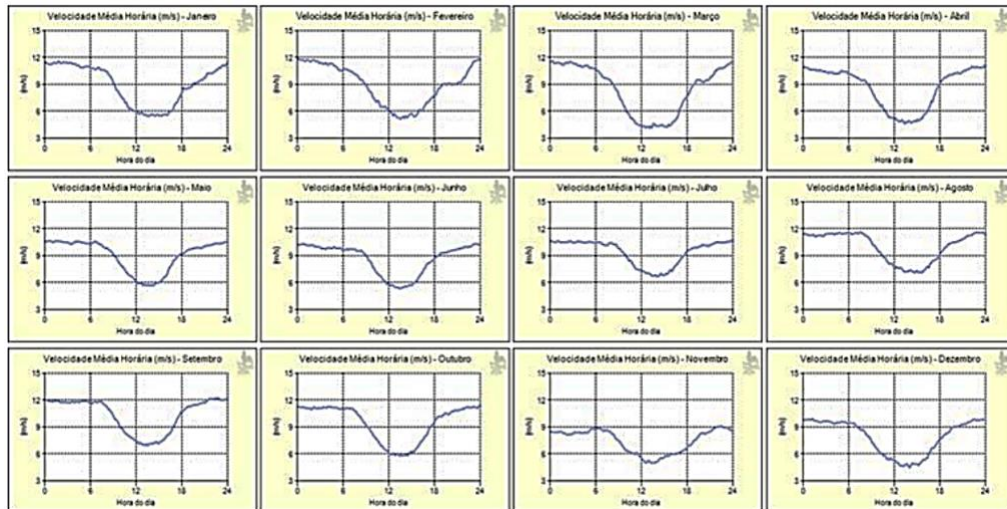


Figura 8 — Velocidades médias do vento na sub-região 2 do Nordeste continental

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2013).

2.4 Formação dos perfis eólicos horários complementares à radiação solar

Observa-se, então, que os ventos do Nordeste brasileiro são caracterizados, em grande parte, pela interação dos ventos Alísios com as brisas e a geografia local. Não obstante, os ventos Alísios são marcados pela sua constância. Já as brisas são fenômenos derivados da radiação solar, com ciclos diários bem definidos, uma vez que são formadas devido aos gradientes de temperatura que se formam entre as diferentes superfícies aquecidas pelo sol.

Assim, nota-se que uma interação negativa entre brisas e os ventos Alísios, durante o dia, cria uma complementaridade natural entre os recursos eólico e solar ao passo que uma interação positiva entre ambos reduz a possibilidade de sinergia de aproveitamento entre tais fontes.

Tal interação fica evidente ao se analisar o corte topográfico do Nordeste continental, conforme Figura 9.

Deste modo, pela observação da geografia do Nordeste brasileiro, conclui-se que a sub-região 2 do Nordeste continental deve apresentar os ventos mais sinérgicos à exploração concomitante da radiação solar, em linha com os perfis eólicos horários apontados pela EPE, em seus estudos de 2013.

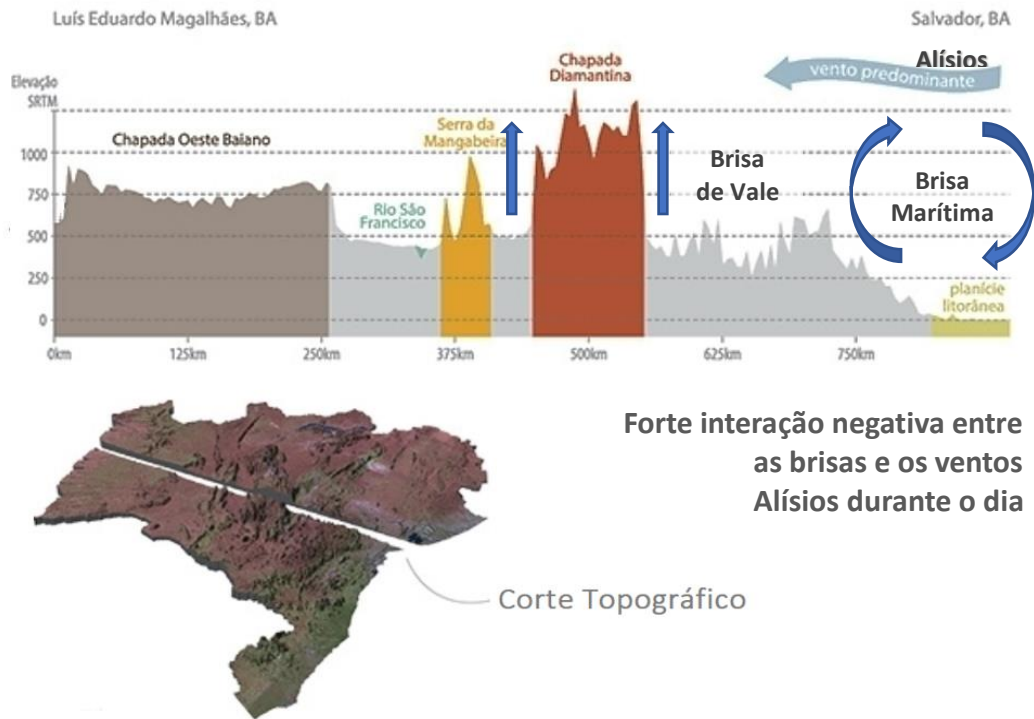


Figura 9 — Corte topográfico do estado da Bahia

Paralelamente, observa-se que a sub-região 2, do litoral Norte-Nordeste, embora possua excelentes médias de velocidade do vento, seu perfil eólico horário apresenta correlação positiva com a radiação solar, justamente pela interação construtiva entre os ventos Alísios e as brisas marítimas ao longo do dia, comportamento também evidenciado nos estudos da EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2013).

3 DEFINIÇÕES INICIAIS: TIPOLOGIAS DE ARRANJO

Observa-se uma variedade de estudos, artigos, matérias e publicações lidando com diferentes tipos de arranjos de geração sob a denominação genérica de “usina híbrida”. Em um contexto internacional, conforme proposto por Ahlstrom et al. (2021), define-se usinas de recursos híbridos como: (i) constituídas de múltiplas tecnologias de energia (geração, armazenamento, entre outros) e (ii) as quais são vistas e aplicadas em seus sistemas e mercados como um único recurso. Observe que, nesta definição, arranjos compostos por uma única fonte energética e algum sistema de armazenamento já seriam considerados como usinas híbridas.

Já no Brasil, o tema de geração híbrida tem, mais comumente, permeado as discussões acerca das complementaridades oriundas da exploração sinérgica de fontes distintas, do que propriamente acerca da inclusão de sistemas de armazenamento.

Assim, expõe-se a seguir as configurações “híbridas” de geração de energia que têm mais sido discutidas no caso brasileiro, em linha com as definições apresentadas pela EPE em seu estudo de 2018 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018), e corroborada em outros trabalhos sobre o tema (KLONARI *et al.*, 2019).

Primeiramente, destacam-se as possibilidades convencionais de arranjos, já largamente empregadas nas configurações de parques existentes, tais como: (i) Portfólios Comerciais e (ii) Usinas Adjacentes. Pode-se observar a ilustração desses dois arranjos na Figura 10.

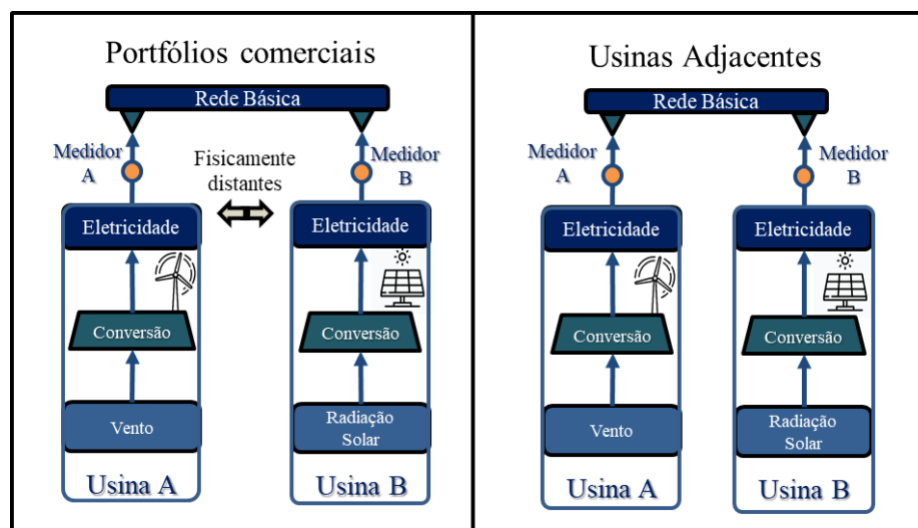


Figura 10 — Topologia de Portfólios Comerciais e Usinas Adjacentes

Conforme proposto pela EPE (2018), têm-se que usinas adjacentes são aquelas construídas em localidades muito próximas entre si, podendo, inclusive, utilizar o mesmo terreno e compartilhar instalações de interesse restrito. Do ponto de vista da conexão, cada usina deve contratar uma capacidade de uso da rede (Rede Básica ou de Distribuição) compatível com a sua potência instalada nominal, conforme as regras atualmente vigentes. Esse arranjo pode proporcionar algum ganho no custo de terreno, além de alguma sinergia operativa. Contudo, do ponto de vista do sistema, trata-se de duas usinas distintas, já que não há compartilhamento de equipamentos de geração. Assim, por essa definição, não são propriamente usinas híbridas (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018).

Já os Portfólios Comerciais podem ser constituídos de projetos de diferentes fontes, sem necessariamente haver proximidade física ou compartilhamento de equipamentos. Desse modo, sua natureza é meramente comercial, como forma de reduzir exposições contratuais a preço de curto prazo. Sendo assim, a composição de portfólios faz sentido quando estiver relacionada a usinas que possuam recursos complementares, independentemente de estarem próximas entre si. Os portfólios comerciais também não afetam a contratação do uso da rede de transmissão ou distribuição (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018).

Na sequência, apresentam-se as possibilidades não tão convencionais, utilizadas nas soluções “híbridas”, tais como: (i) Usinas Associadas e (ii) Usinas Híbridas. A ilustração destes dois arranjos pode ser observada na

Figura 11.

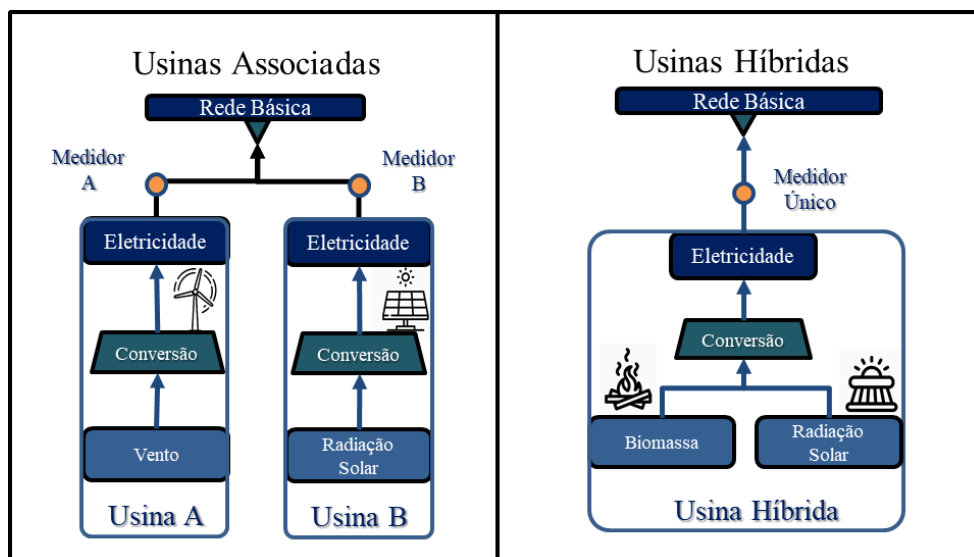


Figura 11 — Topologia de Usinas Associadas e Usinas Híbridas

Usinas Associadas são composições em que duas ou mais usinas de fontes energéticas distintas, com características de produção complementar, e que, além de estarem próximas (podendo, inclusive, utilizar o mesmo terreno), compartilham física e contratualmente a infraestrutura de conexão e acesso à Rede Básica ou à Distribuição. Ou seja, duas usinas associadas poderiam contratar menos capacidade de uso da rede do que a soma de suas potências nominais (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018).

Em definição apresentada pela EPE, em 2018, entende-se por Usinas Híbridas, *strictu sensu*, aquelas cujas fontes distintas se combinam ainda no processo de produção de energia elétrica. Nessa categoria, enquadram-se, por exemplo, uma planta solar heliotérmica com queima de biomassa, de forma que o vapor produzido por ambas as fontes é aproveitado na mesma turbina (ciclo *Rankine*). Assim, seria impossível distinguir qual fonte foi responsável por determinada produção de energia elétrica, sendo apenas concebível como uma única usina (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018).

No referido estudo, também foi citado como exemplo de usina híbrida uma tecnologia desenvolvida pela fabricante de aerogeradores *General Electric* (GE), denominada comercialmente de WiSE (*Wind integrated Solar Energy*) (PELO PODER DO SOL..., 2017), cuja produção solar fotovoltaica é injetada ainda em corrente contínua no circuito do aerogerador, que a incorpora em sua produção eólica e, posteriormente, converte para corrente alternada em seus inversores.

Contudo, ressalva-se aqui tal entendimento, pois tal tecnologia realiza a integração da energia após sua conversão em energia elétrica, sendo possível dissociar fielmente qual fonte primária foi responsável pela produção do Megawatt-hora gerado, como confirmado pelo próprio fabricante na descrição de tal sistema (PELO PODER DO SOL..., 2017). Logo, esse exemplo de tecnologia pode se enquadrar também na categoria de usinas associadas.

4 EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS E NACIONAIS

Atualmente, o número de projetos de geração híbrida eólico-fotovoltaica, em desenvolvimento ou já em operação, é bastante limitado; o que dificulta o levantamento de dados e informações, além do fato dos projetos disponíveis ainda estarem em estágios iniciais (KLONARI *et al.*, 2019).

Contudo, em linha com a consolidação e compartilhamento de informações sobre tal modelo de projeto, estudos e iniciativas têm avançado mundo afora. Trata-se de um exemplo notável a organização de workshops internacionais sobre o tema, a exemplo do *Workshop* Internacional sobre Sistemas Elétricos de Potência Híbridos (ENERGYNAUTICS, 2021), que chegou à sua quinta edição.

Ainda com relação à iniciativa de consolidação e compartilhamento de informações acerca de projetos híbridos, outro exemplo relevante foi realizado pela WindEurope, associação de agentes do setor eólico europeu (DATABASE FOR WIND..., 2020). Em 2017, eles desenvolveram e tornaram público um banco de dados reunindo informações sobre usinas híbridas eólico-solares ao redor do planeta. Uma consulta em maio de 2020 apontou a existência de 29 projetos, entre plantas em operação e em desenvolvimento. A Figura 12 apresenta a localização destes projetos.



Figura 12 — Projetos híbridos de geração eólico-solar no âmbito internacional

Fonte: WindEurope (2020).

Na sequência, mais detalhes desses projetos são apresentados na Tabela 1. Deve-se advertir que, embora bem detalhado, não há dados completos de todos os projetos listados.

Tabela 1 — Lista de projetos híbridos ao redor do mundo

País	Região	Projeto	Status	Operação	UFV (MW)	EOL (MW)
Austrália	Cervantes	Badgingarra Wind and Solar farm	Em construção	2019	17,5	130,0
		Emu Downs	Operando	2006	20,0	80,0
	Flinders Shire, Queensland	Kennedy Energy Park	Operando	2018	15,0	43,0
	Cooper Pedy	Cooper Pedy Renewable Hybrid Project	Operando	2017	1,0	4,0
	New England Tablelands	White Rock	Operando	2017	20,0	175,0
	Queensland	Clarke Creek Integrated Wind, Solar and Battery	Em estudo	2022	-	800,0
	Kondinin – Narembeen Road	The Kondinin project	Em estudo	2021	50,0	120,0
	Pilbara region	Asian Renewable Energy Hub	Em construção	2023	5.000,0	6.000,0
	Southern Tablelands	Gullen Range Wind and Solar Farm	Operando	2013	10,0	166,0
	Port Augusta	Port Augusta Renewable Energy Park	Em construção	2021	150,0	225,0
Brasil	Tacaratu, Pernambuco	Fontes dos ventos	Operando	2015	11,0	80,0
	Bahia	Caetite	Operando	2014	5,0	22,0
Chile	Antofagasta	Ollagüe community	Operando	-	0,2	-
China	Golmud, Qinghai Province	Luneng Haixi Multi-mixed Energy Demonstration Project	Aprovada	-	250,0	400,0
Grécia	Agios Eustratios	Agios Eustratios Green Island	Em construção	-	0,1	1,0
	Megisti, Dodecanissos	Megisti hybrid project	Em licenciamento	2018	0,9	1,0
	Tilos Island	TILOS	Operando	2017	0,2	1,0
	Louzes	Louzes wind farm	Operando	2012	1,0	24,0
Índia	Kavithal, Raichur District,	Kavithal solar-wind project	Operando	-	28,8	50,0
	Andhra Pradesh	Andhra Pradesh hybrid project	Contratada	-	25,0	16,0
	Tamil Nadu	Coimbatore Polytex	Operando	2007	0,2	2,0
	Ramagiri, Andhra Pradesh	Tender	Aprovada	-		
Holanda	Haringvliet	Haringvliet	Em construção	2020	31,0	21,0
Portugal	Azores	Graciosa project	Operando	2016	1,0	5,0
Espanha	Albacete	Breña Wind Farm	Operando	2019	1,1	2,0
	Zaragoza	La Muela	Operando	2016	0,2	1,0
Reino Unido	South West Wales	Parc Cynog	Operando	2017	5,0	4,0
EUA	Minnesota	Minnesota community site	Operando	-	0,5	2,0
	Lexington, Oregon.	Wheatridge Renewable Energy	Contratada	-	50,0	300,0

Fonte: WindEurope (2020).

Austrália e Índia têm se destacado na implantação de tais projetos e isto se deve aos incentivos governamentais diretos fomentando o desenvolvimento de projetos dessa natureza. Ambos os países organizam leilões de contratação específicos para viabilizar projetos híbridos, ou ao menos fomentar atrativos a tais arranjos. À medida que os governos se fazem claros quanto a tais planos de desenvolvimento, uma indústria especializada nesse tipo de projeto se consolida, desenvolvendo uma variedade de estruturas e configurações que requerem as devidas regulamentações regulatórias (KLONARI *et al.*, 2019).

4.1 Índia

Em consonância com os efeitos descritos no capítulo 2, observam-se algumas similaridades entre a geografia indiana e a do Nordeste brasileiro que corroboram a complementaridade entre os recursos eólico e solar. Destaca-se que, na Índia, os ventos Alísios também respondem por componente significativo no perfil dos ventos, também apresentando forte interação com as brisas marítimas/continentais e de vales/montanhas que vêm a moldar um perfil horário dos ventos sinérgicos com a radiação solar (GLOBAL WIND ATLAS, 2020).

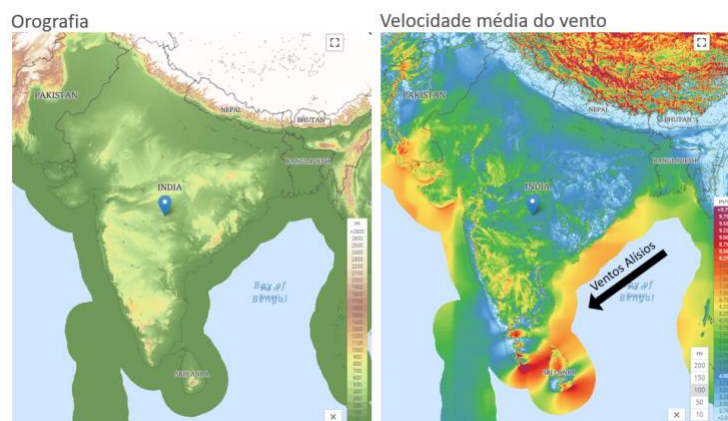


Figura 13 — Orografia e recursos eólicos na Índia

Fonte: Global Wind Atlas (2020).

A Índia tem demonstrado grande interesse no desenvolvimento de usinas híbridas, especificamente eólico-fotovoltaicas, avaliando esse tema há alguns anos. Em 2016, o país apresentou um rascunho de suas políticas energéticas no qual foi exposta uma meta de atingir 175 GW de capacidade instalada em usinas renováveis até 2022, sendo cerca de 100 GW fotovoltaicos e 60 GW eólicos (GOVERNO DA ÍNDIA, 2018).

A fim de viabilizar tão desafiadora meta, a geração híbrida solar-fotovoltaica figura como estratégia em destaque nessas políticas. Sendo essa solução vista com potencial de agregar em confiabilidade energética ao sistema, deve-se aproveitar melhor os pontos de conexão com a rede elétrica e fazer um uso mais eficiente dos terrenos. Quanto a este último aspecto, destaca-se a importância da questão fundiária para a Índia, que lida com certa escassez de terras tanto para a construção de usinas quanto para a expansão dos sistemas de transmissão (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019).

Em maio de 2018, o Ministério de Energia Nova e Renovável (MNRE) da Índia aprovou normativo instaurando uma política de incentivo à geração híbrida eólica-solar fotovoltaica. No contexto desse ato, propôs-se a adoção de leilões de contratação como modelo principal de instigar a contratação desse modelo de geração (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019).

Desde então, já foram realizados dois leilões nacionais de contratação. O primeiro, no final de 2018 teve uma intenção inicial de contratação de 2,4 GW de capacidade híbrida. Contudo, devido à baixa oferta (apenas 1,05 GW), foram contratados tão somente 840 MW, ao preço médio de aproximadamente 38 U\$\$/MWh. O segundo leilão, em maio de 2019, também sofreu com uma sub-oferta de projetos, contratando 720 MW de nova capacidade de parques híbridos, a preços similares àqueles do primeiro certame.

Conforme Saurabh (2019), um dos fatores que explica a sub-oferta observada nos leilões é o baixo número de empresas que operam em ambos os setores — energia eólica e solar —, fato que deve ser atentado em eventual consolidação de um mercado do tipo no Brasil.

Como exemplo de implantação, tem-se que, em 2018, a empresa *Hero Future Energies*, uma das maiores no segmento de energias renováveis indiano, comissionou o primeiro projeto híbrido eólico-fotovoltaico do país, na vila de *Kavithal*, distrito de *Karnataka* (TENDDULKAR, 2018).

No local do projeto, desenvolvido pela Siemens-Gamesa, já havia uma planta eólica de 50 MW, sendo acrescentados 28,8 MW de capacidade em geração fotovoltaica. Não foram realizados reforços ou redimensionamento no sistema de transmissão local como forma de demonstrar a otimização do uso dos sistemas de transmissão com a associação sinérgica das fontes (TENDDULKAR, 2018).

Observa-se que esse projeto, por ser pioneiro, precedeu os marcos regulatórios indianos aprovados a partir de 2018, condição possível apenas por se tratar de uma iniciativa privada, sendo clara a necessidade de avanços regulatórios para desenvolvimento em larga escala desta tecnologia. A Figura 14 mostra imagens do projeto híbrido da *Hero Future Energies*.



Figura 14 — Hero Future Energies na Vila de Kavithal, Índia

Fonte: Tenddulkar (2018).

Conforme informações publicadas no site da empresa proprietária da usina (INDIA'S FIRST WIND-SOLAR..., 2019) observa-se de fato um perfil bastante complementar entre ambas as fontes, com uma melhora significativa no aproveitamento dos sistemas de transmissão. A Figura 15 traz dados de geração apresentados pela empresa Hero Future Energies acerca do projeto híbrido de Kavithal.

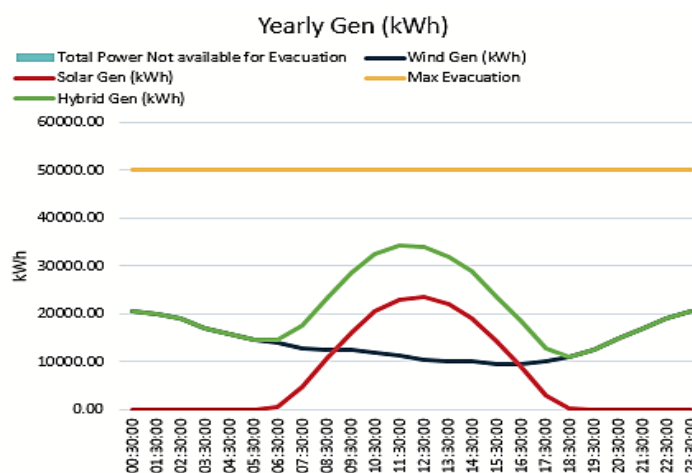


Figura 15 — Estimativas de produção média por fonte, usina híbrida de Kavithal

Fonte: Hero Future Energies (2019).

Destacam-se também as inovações que a Índia tem demonstrado na oferta dos produtos em tais leilões, com diferenciações para atendimento contínuo (24 horas) e nas horas de ponta, inclusive contemplando soluções locais de armazenamento (GIZ, 2021).

4.2 Austrália

Segundo levantamento do Wind Europe (2020), a Austrália tem se destacado em número de projetos híbridos de geração renovável. Em maio de 2020 contabilizavam-se dez projetos já em operação ou em construção, que somam aproximadamente 13 GW de capacidade instalada, sendo cerca de 5,3 GW de fotovoltaica e 7,7 GW de energia eólica.

Em estudo de 2016, contratado pela Agência Australiana de Energias Renováveis (*Australian Renewable Energy Agency* — ARENA) (AECOM, 2016), avaliaram-se os custos e benefícios da construção conjunta de usinas fotovoltaicas e eólicas, separando-os em projetos *brownfield* (hibridização de eólicas existentes) e *greenfield* (usinas híbridas totalmente novas). Estimou-se que poderia haver redução no investimento entre 3% e 13% em uma usina fotovoltaica, junto a uma eólica, em relação a uma fotovoltaica em outro local, enquanto a economia na operação e manutenção seria entre 3% e 16% (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019). No mesmo estudo, também foi avaliado o *curtailment*¹ que seria registrado em uma usina fotovoltaica construída junto a eólicas existentes. Verificando-se a particularidade das conclusões para tal análise em função das características específicas da usina em estudo, não havendo relação direta entre potência fotovoltaica adicionada e o *curtailment*. Este resultado demonstrou estar em sintonia com os estudos apresentados em 2017 pela EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2017).

No trabalho australiano de 2016 (AECOM, 2016), também foi realizada uma análise comparativa de custo-benefício das diferentes regiões daquele país, considerando-se que tal dimensionamento do *curtailment* fosse de 5%. Também foram avaliadas as localidades de acordo com o recurso solar, com os preços do mercado *spot* local, localização dos projetos (maior custo em locais mais remotos, restrições ambientais) e economias de escala.

¹ Entende-se por *curtailment* a limitação de produção de uma usina à capacidade máxima de escoamento das linhas de transmissão em que ela está conectada. Assim, embora haja recurso eólico ou solar a ser explorado naquele exato local e instante de tempo, a usina não pode explorá-lo devido a tal limitação física de escoamento da energia.

A conclusão daquele trabalho foi de que a região da Austrália Ocidental apresentou os melhores resultados, devido aos melhores recursos e ao elevado preço do mercado *spot* no período considerado. O estudo conclui que a junção de usinas eólicas e fotovoltaicas não deve aumentar drasticamente o investimento nas fontes, mas merece atenção com a redução do preço da fotovoltaica. Destacou-se que cada caso deve ser analisado individualmente, pois os benefícios dependem muito do recurso local e das condições de mercado (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019).

A título de exemplificação, destaca-se o projeto de Kennedy Energy Park, de usina híbrida renovável situado em Hughenden, norte de Queensland, desenvolvido por uma parceria entre as empresas Windlab e Erus. O projeto consiste em 15 MW de capacidade de geração solar fotovoltaica, 43,2 MW de capacidade eólica e 2 MW/4 MWh de capacidade de armazenamento em baterias de íon de lítio (KENNEDY ENERGY PARK FIRST TO..., 2017).



Figura 16 — Usina híbrida de Kennedy Energy Park

Fonte: Clean Energy Finance Corporation (2017).

Segundo a ARENA (2017), uma das finalidades desse projeto consiste em aliviar os sistemas de transmissão de energia ao prover uma fonte estável de suprimento próximo ao ponto de consumo. Assim, a composição híbrida do projeto, associada à capacidade de armazenamento, tem papel crucial na estabilidade de geração buscada por esse projeto.

Kennedy Energy Park é o primeiro projeto australiano a combinar usinas fotovoltaicas, eólicas e armazenamento de larga escala conectados ao sistema nacional de transmissão da Austrália. O projeto servirá como um piloto para se avaliar a “despachabilidade” dessa usina em ciclos diários. Então, a ARENA acompanhará a operação do parque em conjunto com o operador local do sistema de modo a construir uma base de conhecimento sobre o assunto (AUSTRALIAN RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2017).

Em relatório de compartilhamento de conhecimento emitido pela empresa responsável pelo Kennedy Energy Park, são apresentadas as curvas de projeção de potência de saída de ambas as plantas eólica e solar com uma significativa correlação entre elas (STEGGEL; OSMOND; BURNS, 2018), conforme Figura 17.

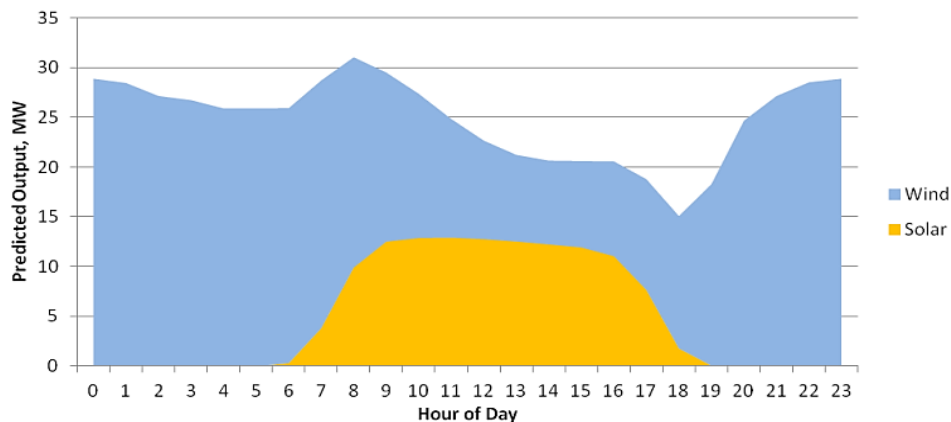


Figura 17 — Projeções de potência de saída por fonte no Kennedy Energy Park

Fonte: Steggel, Osmond e Burns (2018).

Nas projeções do relatório espera-se um fator de capacidade de 73% para essa usina, valor bastante elevado e animador. Também é afirmado no supracitado trabalho que a associação entre as fontes solar e eólica contribuiu significativamente para a redução na capacidade de armazenamento de energia necessária para o parque.

4.3 Estados Unidos

Embora a implantação de usinas híbridas seja ainda incipiente nos Estados Unidos, há uma variedade de estudos acadêmicos sobre o tema e projetos pioneiros tem tomado forma naquele país (SLUSAREWICZ; COHAN, 2018; GE RENEWABLE ENERGY..., 2020).

Em matéria de 2019 publicada pelo site “*Utility Dive*”, o autor apresenta percepções muito positivas de figuras importantes do setor energético americano quanto à expansão de soluções híbridas de geração, no âmbito do evento “*2019 Windpower Conference*”, organizado pela Associação Americana de Energia Eólica em Houston, Texas (TRABISH, 2019). A título de exemplo, o autor cita as opiniões de Rhonda Peters, diretora da consultoria InterTran Energy, “*It's like the storm is brewing. It hasn't coalesced yet, but hybrid projects are absolutely the future*”, em tradução livre: “*É como se a tempestade estivesse se formando. Ainda não ocorreu, mas projetos híbridos são absolutamente o futuro*”.

O autor da matéria supracitada também apresenta afirmações de Jean-Claude Robert, Líder em Soluções Híbridas da gigante americana do setor de energia General Electric (GE). O executivo aponta que a Índia tem liderado a busca por soluções híbridas; contudo, trata-se de uma tendência mundial, sendo a questão regulatória o maior empecilho à franca expansão dessa tecnologia (TRABISH, 2019)

Como exemplo, destaca-se o projeto solar-eólico-armazenamento de *Wheatridge Renewable Energy Facility*, cujas empresas Portland General Electric (PGE) e NextEra Energy Resources LLC anunciaram, em 2019, uma parceria para o desenvolvimento de um complexo híbrido no Estado americano do Oregon. Serão implantadas unidades geradoras totalizando 300 MW de capacidade eólica, 50 MW de solar fotovoltaica e 30 MW de armazenamento por baterias, sendo que a previsão de início de operação é para dezembro de 2021 (PORTLAND GENERAL ELECTRIC..., 2019; S&P GLOBAL MARKET INTELLIGENCE, 2020).



Figura 18 — Complexo de geração no estado do Oregon, EUA

Fonte: S&P Global Market Intelligence (2020).

4.4 China

Em fevereiro de 2019 a China colocou em operação um grande complexo de geração renovável que integra 400 MW de capacidade geração eólica, 200 MW de geração solar fotovoltaica, 50 MW de geração termo solar por concentração e um sistema de armazenamento de energia de 100 MWh. Esse complexo é parte de projeto ainda maior denominado “*Luneng Haixi Multi-Mixed Energy Demonstration Project*”, e é esperado que gere cerca de 126,000 MWh de eletricidade anualmente (CHINA IS LEADING THE INTEGRATION..., 2019).



Figura 19 — Luneng Haixi Multi-Mixed Energy Demonstration Project, Golmud

Fonte: Hampton Group (2020).

Também há relatos de outros projetos híbridos desenvolvidos na China, como o mencionado em estudo da EPE de 2019:

Em 2012, a empresa State Grid, em parceria com a BYD, colocou em operação um projeto híbrido demonstrativo na cidade de Hebei, incluindo 100 MW de energia eólica, 40 MW de fotovoltaica e 36 MWh de baterias de íon-Lítio. O intuito é de 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, com um investimento estimado próximo aos 2 bilhões de dólares americanos (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019).

Contudo, de modo geral, há poucas informações disponíveis sobre os projetos chineses, sendo mais abundantes os estudos teóricos sobre o tema, a exemplo de Yang *et al.* (2009) e Liu *et al.* (2013).

4.5 Reino Unido

Em abril de 2016 entrou em operação, no País de Gales (*Parc Cynog Wind/solar farm*), uma ampliação de 5 MW de potência fotovoltaica junto a uma eólica existente de 8,4 MW. A empresa sueca Vatenfall foi responsável pela construção e operação do conjunto desde então (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019; EUROPE ENERGY HAS..., 2020).

No projeto supracitado, a empresa relata a necessidade de se realizar o *curtailment* de geração durante picos de produção que excedam a margem de escoamento. Contudo, o desempenho do parque é bom e as produções são complementares em base diária (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019).



Figura 20 — Usina híbrida eólica-fotovoltaica em Parc Cynog, País de Gales

Fonte: Vatenfall (2020).

O projeto de hibridização recebeu subsídios do programa de certificado de energias renováveis *Renewable Obligation* (RO), que subsidiava a geração renovável na região desde 2002, e foi interrompido para novos projetos em março de 2017. Com o fim desse incentivo, a competitividade de projetos fotovoltaicos foi reduzida e novos projetos do tipo não têm se mostrado viáveis, mesmo com eventuais reduções de investimento proporcionadas pela hibridização. Algumas empresas estão estudando adicionar baterias a suas usinas eólicas em vez de usinas fotovoltaicas, com o objetivo de participar dos mercados de capacidade do Reino Unido (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2012).

4.6 Arábia Saudita

Realizando uma breve revisão bibliográfica sobre o tema encontra-se uma variedade de estudos e artigos sauditas atestando o rico potencial eólico e solar a região (HISHAM; AL GHAMEDI, 2015), inclusive com sinergias entre as fontes que poderiam motivar o desenvolvimento de plantas de geração híbridas e renováveis.

De fato, nas observações realizadas pelo site “Global Wind Atlas” e “Global Solar Atlas” (GLOBAL WIND ATLAS, 2020), nota-se o enorme potencial de recursos renováveis de que dispõe a Arábia Saudita, até maior que o observado na Índia, cuja inserção de geração elétrica renovável está em franca expansão. Contudo, na Arábia Saudita, a exploração destes recursos é bastante incipiente. Isto se deve a políticas energéticas locais voltadas para a exploração dos vastos recursos que o país dispõe em petróleo, e se presta a exemplificar que não basta a existência de potencial a ser explorado, mas também direcionamento de políticas públicas.

4.7 Brasil

O Brasil possui um potencial eólico (“*onshore*”) estimado em 143.000 MW (CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO SALVO DE BRITO, 2015), dos quais cerca de 19.600 MW estão instalados (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021). Além de abundantes, os ventos do Brasil também estão entre os melhores do mundo, pois, além de contar com alta velocidade média, apresentam bom comportamento, com baixa tendência de ocorrências extremas, diferente de regiões sujeitas a ciclones, tufões e outras turbulências (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2013).

Somando-se as favoráveis condições anemométricas do país aos apelos ambientais por uma fonte limpa, a gradativa redução nos custos para produção de energia de fonte eólica e a consolidação de sua cadeia produtiva têm estimulado fortemente a inserção da fonte na matriz elétrica brasileira. De fato, a geração eólica já representa cerca de 11% da potência total instalada no país e apresenta o maior número de empreendimentos a serem construídos dentre todas as fontes (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021).

Quanto ao potencial do recurso solar, o Brasil também figura em destaque. Seus índices de irradiação solar são significativamente mais elevados que o de vários países cuja exploração dessa fonte tem sido amplamente adotada com significativo êxito. Além do mais, os custos de geração solar estão caindo gradativamente. Com isso, sua inserção na matriz energética brasileira, embora ainda incipiente, deverá aumentar nos próximos anos (CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO SALVO DE BRITO, 2015).

Nota-se também que há uma coincidência geográfica entre as melhores regiões do país para produção de energia pelas fontes eólica e solar, o que vêm a corroborar com os objetivos deste trabalho no que tange às possibilidades de geração híbrida.

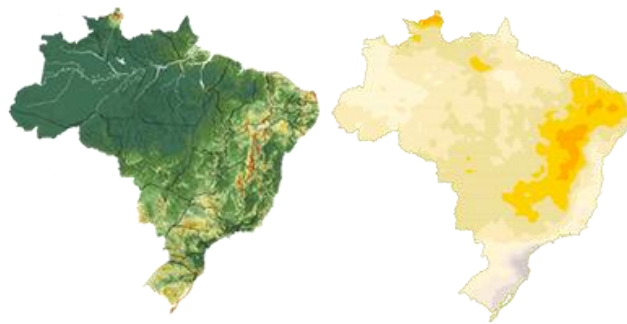


Figura 21 — Potenciais eólico e solar do Brasil, respectivamente

Fonte: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Salvo de Brito (2015).

Não tão diferente do cenário internacional, a geração híbrida eólico-fotovoltaica em território brasileiro é ainda bastante incipiente, sendo restrita basicamente a projetos pioneiros com finalidade de pesquisas e desenvolvimento. Contudo, o interesse pelo desenvolvimento desse arranjo gerador tem crescido e se tornado, inclusive, pauta de discussões regulatórias recentes do setor que buscam regulamentar e incentivar tal modelo de produção, a exemplo do que tem ocorrido nas consultas públicas, tomadas de subsídio e eventos organizados por entidades do setor elétrico brasileiro (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019).

As usinas Fontes Solar e Fontes dos Ventos compõem o primeiro parque híbrido do Brasil a unir a geração de energia solar e eólica. O empreendimento construído pela italiana Enel Green Power foi inaugurado em setembro de 2015 no município de Tacaratu, Pernambuco (PRIMEIRO PARQUE HÍBRIDO..., 2015).

Nesse projeto, a usina eólica Fontes dos Ventos, que conta com 34 *aerogeradores*, totalizando 80 MW de capacidade de geração eólica, foi acrescida de 36.650 placas fotovoltaicas, somando uma capacidade de 11 MWp em geração solar fotovoltaica. Em estudo de 2016, a empresa estimava que o parque híbrido deveria produzir anualmente cerca de 340 GWh, o que representaria um fator de capacidade em torno de 38% (TRANNIN, 2016).



Figura 22 — Usinas Fontes Solar e Fontes dos Ventos em Tacaratu, Pernambuco

Fonte: Trannin (2016).

Um outro exemplo de pioneirismo diz respeito ao complexo híbrido de Caetitê, Bahia, ao qual, em 2016, a empresa Renova Energia concluiu a instalação de 4,8 MW de capacidade em módulos fotovoltaicos que se somaram a 21,6 MW de capacidade eólica de outras duas usinas na região. Essa união de três empreendimentos formou o segundo parque híbrido do país, construído com recursos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da Financiadora de Estudos e Projetos (Finep), e cujos objetivos possuem caráter experimental acerca da nova tecnologia de geração (CARVALHO, 2016; RENOVA ENERGIA S. A., 2016).



Figura 23 — Complexo híbrido em Caetitê-BA

Fonte: Renova (2016) e Leoni et al.(2017a).

Tal complexo de geração foi concebido ainda em 2013 com o objetivo de se tornar pioneiro no tema. No entanto, devido a uma série de dificuldades financeiras e organizacionais enfrentadas pela empresa responsável, houve atrasos nos planos originais, de modo que, ainda hoje, restam obras a serem concluídas na região (RENOVA ENERGIA S.A., 2013). Assim como no caso da usina de Tacaratu, a produção desse parque deverá ser comercializada no Ambiente de Contratação Livre (ACL) (RENOVA ENERGIA S.A., 2016).

4.8 Regulação e políticas energéticas

Internacionalmente observa-se que, embora haja vantagens quanto à implementação de usinas híbridas, a maioria dos projetos desenvolvidos foram viabilizados por meio de incentivos, subsídios ou suportes específicos, com finalidades de pesquisa e desenvolvimento (KLONARI *et al.*, 2019; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019). Decorre que, em vários países, essas soluções de geração ainda não possuem paridade econômica com as fontes locais de geração predominantes. Ademais, a infraestrutura regulatória pode ser uma barreira crucial a esse modelo de usinas, impedindo, de fato, a exploração comercial de tais tecnologias e reduzindo a aplicação desses projetos a finalidades quase que específicas de pesquisa e desenvolvimento (públicos ou privados) (KLONARI *et al.*, 2019; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019).

Complementarmente, mesmo em casos que a regulação não imponha vedação à construção de usinas híbridas, subsídios garantidos à exploração individualizada de uma dessas fontes podem demover os empreendedores da opção por uma solução híbrida. Constata-se também que muitos dos benefícios obtidos com a integração híbrida das fontes, como o melhor uso da terra, por exemplo, são complexos de serem recompensados pelas receitas do parque, influenciando também na viabilização desses modelos (KLONARI *et al.*, 2019; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019).

Os conceitos de medição também têm se mostrado como desafios ao desenvolvimento da tecnologia. Em muitos casos, as medições não são padronizadas e formalizadas, mas, sim, sujeitas a negociações bilaterais e acordos com os operadores do sistema, criando desconfianças no operador acerca da procedência da produção energética e incertezas regulatórias e econômicas em torno do projeto, afugentando os investimentos.

Para tanto, é necessária a definição de regramentos padronizados, no âmbito nacional, acerca dos conceitos e requisitos exigidos de medição (KLONARI *et al.*, 2019).

Por fim, em sistemas que dispõem de mercados de capacidade, a liberação de participação de usinas híbridas — sobretudo aquelas que também contemplem sistemas de armazenamento — pode representar incrementos adicionais de receitas importantes para a viabilização desses projetos (KLONARI *et al.*, 2019).

Importante ressaltar ainda que os benefícios e razões para a hibridização de projetos dependem das condições de cada sistema elétrico específico. No caso da Índia, uma das principais motivações foi o melhor aproveitamento do terreno, tanto para instalação de fontes renováveis, quanto para a expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, sendo a opção por usinas híbridas uma das estratégias consideradas mais apropriadas para possibilitar a expansão da capacidade renovável a fim do cumprimento de suas metas (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019).

Nos demais países estudados, têm-se buscado aproveitar as possíveis sinergias entre fontes, melhorando a competitividade de energias renováveis. Contudo, verifica-se que o desenvolvimento de projetos híbridos se encontra em fase experimental, com projetos de menor porte e de operação recente, não havendo ainda conclusões definitivas sobre os benefícios para o sistema elétrico (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019).

4.9 Considerações sobre as experiências nacionais e internacional

Em artigo apresentado no 4º Workshop Internacional de Sistemas de Potência Híbridos, em maio de 2019, Klonari *et al.*(2019) compilaram uma série de recomendações para o desenvolvimento de projetos híbridos, com base nos relatos dos empreendedores pioneiros, sendo os principais a seguir sintetizados.

O local de implantação foi apontado como de suma importância, pois é a componente de maior influência no resultado do projeto. Ademais, os recursos eólicos e solares devem ser o mais complementares possível, com base em análises realizadas sobre dados com intervalos pequenos, o que permite otimizar e dimensionar corretamente os equipamentos e componentes do projeto, bem como as estimativas de *curtailment* (KLONARI *et al.*, 2019).

Outra recomendação importante diz respeito à qualidade das séries de dados utilizadas para projeção da produção no futuro, que deve ser a melhor possível para se assegurar a acurácia dos cálculos de viabilidade dos projetos (KLONARI *et al.*, 2019);

Em mercados em que há exigência da comprovação da origem da energia produzida, — em geral com finalidades de alocação de subsídios específicos a determinada fonte —, pode ser necessária a medição individualizada da produção de cada fonte. Ademais, nesse contexto, o uso de sistemas de armazenamento de energia pode também ser comprometido pelas políticas de alocação de subsídios (KLONARI *et al.*, 2019);

Sob a ótica da complexidade, observa-se a necessidade de as empresas desenvolverem equipes multidisciplinares com expertise em ambas as tecnologias (eólica e solar), de modo a também se prepararem para o aumento de complexidade dos projetos, da construção à operação. Esse fator, inclusive, tem sido apontado como uma das causas de sub-oferta nos dois primeiros leilões de contratação de usinas híbridas realizados pela Índia (KLONARI *et al.*, 2019);

Quanto ao uso da terra, ressalta-se a necessidade de estudos de sombreamento dos aerogeradores sobre as placas solares em caso de grande proximidade entre si, sendo recomendada a construção de ambas as fontes, de modo a minimizar tais interferências, conforme observados eventuais aumentos de custos com fiação, cabos e infraestrutura em geral (KLONARI *et al.*, 2019);

Observa-se também que, em algumas regiões do planeta, não se permite a instalação de painéis fotovoltaicos em terras agricultáveis, o que pode impor barreiras à expansão daquela fonte. Contudo, o conceito de projetos agro fotovoltaicos² tem se difundido cada vez mais como mecanismo para melhorar a eficiência no uso da terra (KLONARI *et al.*, 2019).

² Agro fotovoltaicos: são modelos de implantação de módulos fotovoltaicos de modo compartilhado com a exploração agrícola do terreno. Algumas pesquisas têm sido realizadas ao redor do mundo com o objetivo de identificar culturas e métodos de cultivos menos impactados pelo sombreamento dos painéis solares (SIEGER, 2017).

5 DADOS HORÁRIOS EÓLICOS E SOLARES

Com vistas a aprofundar conhecimentos acerca dos possíveis ganhos e sinergias com a associação de usinas eólicas e solares no contexto brasileiro, buscou-se, neste trabalho, a composição de séries históricas de dados eólicos e solares, temporal e espacialmente coincidentes, que serviram de base às análises apresentadas nos capítulos subsequentes.

Para tanto, empregou-se duas abordagens distintas, mas com resultados coincidentes. Na primeira, buscou-se a reconstrução de séries temporais a partir de metodologias já desenvolvidas e aplicadas a trabalhos pretéritos, partindo de dados de *mesoescala*. Na segunda, almejou-se a confecção de base de dados horários de geração eólica e solar a partir de dados públicos divulgados por órgãos e instituições do setor.

Não obstante, fez-se necessário a este trabalho o emprego de conceitos de estatísticas, probabilidade e tratamentos de dados, sucintamente recapitulados a seguir.

5.1 Conceitos de estatística e probabilidade empregados no estudo

A parte da estatística mais utilizada no presente trabalho é a chamada Estatística Descritiva, na qual são utilizadas técnicas para descrever e sumarizar o conjunto de dados avaliados.

As principais técnicas utilizadas são a construção de gráficos descritivos para sumarização dos dados, tais como: gráficos temporais e histogramas; descrição tabular, em que se utilizam tabelas para o mesmo fim, como as tabelas de frequência; e, por fim, descrições paramétricas, como a média e outros importantes parâmetros estatísticos de determinado conjunto de dados.

Os tópicos abaixo apresentam as principais medidas numéricas e parâmetros estatísticos, que descrevem as características dos dados numéricos (SPIEGEL; SCHILLER; SINIVASAN, 2009).

Média aritmética: medida de tendência central. Sendo as observações em uma amostra de tamanho N , $[x_1, x_2, x_3, \dots, x_n]$, tem-se a média amostral dada por:

$$\bar{x} = \frac{1}{N} \sum_i^N x_i \quad (1)$$

Variância: medida de dispersão, isto é, mede o espalhamento da distribuição ao redor da média, dada por:

$$\sigma^2 = \frac{\sum_i^N (\bar{x} - x_i)^2}{N} \quad (2)$$

Desvio padrão: mede o grau de dispersão de dados numéricos em torno de um valor médio, dado por:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_i^N (\bar{x} - x_i)^2}{N}} \quad (3)$$

Correlação: coeficiente utilizado para o estudo do comportamento de duas variáveis diferentes, dado matematicamente por:

$$r = \frac{\sum_i^N (\bar{x} - x_i) \cdot \sum_i^N (\bar{y} - y)}{\sqrt{\sum_i^N (\bar{x} - x_i)^2 \cdot \sum_i^N (\bar{y} - y)^2}} \quad (4)$$

Covariância: medida utilizada para capturar como duas séries se movem juntas, dada matematicamente por:

$$covar = \frac{\sum_i^N (\bar{x} - x_i) \cdot (\bar{y} - y)}{N} \quad (5)$$

Probabilidades: é a métrica que caracteriza as chances de obtenção de cada resultado de um experimento aleatório. De maneira simplificada, as probabilidades podem ser calculadas pela divisão do número de eventos de sucesso pelo número total de eventos, conforme seguinte equação:

$$P(h) = \frac{N_h}{N} \quad (6)$$

Neste estudo, aplica-se o conceito de probabilidade epistemológica, que representa as incertezas sobre proposições quando não se tem conhecimento completo das circunstâncias causativas, podendo ser sobre eventos passados ou futuros (COUTINHO, 1994).

5.2 Reconstrução de séries históricas de dados eólicos e solares

A metodologia aqui empregada na reconstrução das séries históricas fundamentou-se majoritariamente nos conceitos apresentados no âmbito do trabalho desenvolvido por Witzler (2014), bem como também de trabalhos apresentados por agentes do setor e consultorias especializadas no âmbito da Consulta Pública ANEEL nº 14/2019 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019) e Workshop realizado pela EPE em 2019 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019).

Em síntese, o processo de confecção dessas séries de longo prazo consiste em refletir dados confiáveis e validados de séries de curto prazo sobre modelos de longo prazo. Assegurando a manutenção na série longa dos parâmetros estatísticos que a caracterizam e preservando toda a estocasticidade necessária para a relevância estatística dos dados (WITZLER, 2014).

Para tanto, este trabalho também engloba as atividades basilares de tratamento de dados de velocidade de vento e irradiação solar oriundas de estações de medições climatológicas e de séries de *mesoescala*.

5.2.1 Séries de dados eólicos

Neste trabalho, a metodologia utilizada para reconstrução de séries temporais eólicas (velocidade e geração) pode ser explicada em três etapas: (i) seleção e validação das séries temporais; (ii) reconstituição de série diária com base nas características da série de referência de médio prazo; e (iii) estimativa de geração diária com base na série reconstituída (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019; WITZLER, 2014; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019).

De forma simplificada, as etapas empregadas nesta metodologia são:

Etapa I: visa a seleção e validação das séries temporais a serem utilizadas no processo de reconstrução. Nessa etapa são aplicados os seguintes procedimentos para a validação das séries temporais:

1. Dadas as séries com horizontes e escala temporal de agregação distintos, calcular as velocidades médias diárias;

2. Truncar as séries para mesmo período de análise (início-fim);
3. Verificar a ocorrência de inconsistências nas séries, com aplicação de filtros e exclusões de *outliers*³ e, então, calcular as correlações entre essas séries. Como critério do teste de aderência, aceitam-se os resultados da série reconstruída apenas para correlações superiores a 0,8;
4. Em caso positivo, passa-se para a Etapa II, do contrário, descarta-se a série e repetem-se os procedimentos com outras séries disponíveis.

Etapa II: tem por objetivo equalizar as alturas de interesse de ambas as séries e avançar no processo de reconstituição da série diária com base nas características estatísticas da série-base. Observa-se que, nessa etapa, utilizam-se as séries originais e não as versões truncadas e interpoladas da Etapa I, que serviram exclusivamente para validação de correlação dos dados.

Os procedimentos adotados na Etapa II podem ser descritos conforme se segue:

1. **Extrapolação vertical da série-base:** para a altura de interesse/altura do eixo do rotor do aerogerador;
2. **Análise estatística:** a partir da velocidade horária, calcula-se a velocidade média da série e os desvios padrões típicos mensais da série.
3. **Extrapolação vertical da série-referência:** cálculo do Expoente da Lei de Potência (n), ajustado com base em velocidades com diferentes alturas da série-base, e aplicação para o deslocamento da série à altura do aerogerador;
4. **Análise estatística:** com a série-referência extrapolada, calcula-se a velocidade média e a variabilidade diária (distância entre a velocidade diária e a velocidade média de longo prazo);
5. **Reconstrução da série diária:** a partir da variabilidade diária da série-referência e a velocidade média da série-base, reconstitui-se a série para todo o horizonte.

Etapa III: visa estimar a geração diária com base na série reconstituída. Os procedimentos dessa etapa são compostos por:

³ Em estatística, entende-se *outlier* como um valor aberrante ou atípico. Ou seja, trata-se de uma observação que apresenta um grande afastamento das demais da série, ou uma inconsistência.

1. **Distribuição de Weibull (diária):** para cada dia, aplica-se a velocidade diária reconstruída e o desvio padrão mensal (Parâmetros de forma e escala de *Weibull*) para definição da curva de distribuição associada.
2. **Geração diária:** para a definição da geração, cruza-se a curva de distribuição de *Weibull* com a da Curva de Potência do Aerogerador selecionado.

5.2.2 Séries de dados solares

A metodologia de reconstrução das séries de dados solares tem como principal premissa a análise de semelhança entre o histórico de séries de vazões hídricas com o das séries solares.

Assumindo-se que há uma aderência entre esses tipos de séries, tendo em vista a observação empírica de que a radiação solar é menor em dias chuvosos, a produção solar anual também deverá apresentar o mesmo patamar nesses dias. Assim, a crenarização das séries solares é realizada a partir da semelhança entre séries de vazão e irradiação.

Utiliza-se como referência séries de vazões históricas de longos períodos (AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO, 2011; OPERADOR NACIONAL DE SISTEMA ELÉTRICO, 2020), e séries de radiação solar geradas por modelos de *mesoescala* (SOLARGIS, 2020), com dados cobrindo períodos curtos (WITZLER, 2014; PAIVA, 2015).

Os procedimentos adotados nesta metodologia são:

1. **Seleção dos horizontes das séries de vazões:** a partir do histórico de vazões no submercado em análise (Nordeste), selecionam-se as séries de vazões com horizonte coincidente àquele das séries de referência solar, e, para ambas, calcula-se o perfil anual.
2. **Cálculo da semelhança:** com base nos anos do horizonte comum para a séries de vazão e irradiação, verificam-se as semelhanças entre as séries de vazões nesse período menor com todo o período disponível (maior). A semelhança é calculada por aplicação da “Diferença dos Mínimos Quadrados”.

3. **Preenchimento da série solar:** com base na série reconstituída no procedimento acima, substitui-se as séries de vazões organizadas pelas respectivas séries solares, compondo todo o horizonte.

Assim, têm-se que, nos anos anteriores ao início da série, os dados solares são replicados de modo ordenado, conforme metodologia acima descrita, com base nos dados dos anos similares em radiação solar. A Figura 24, a seguir, ilustra este processo.

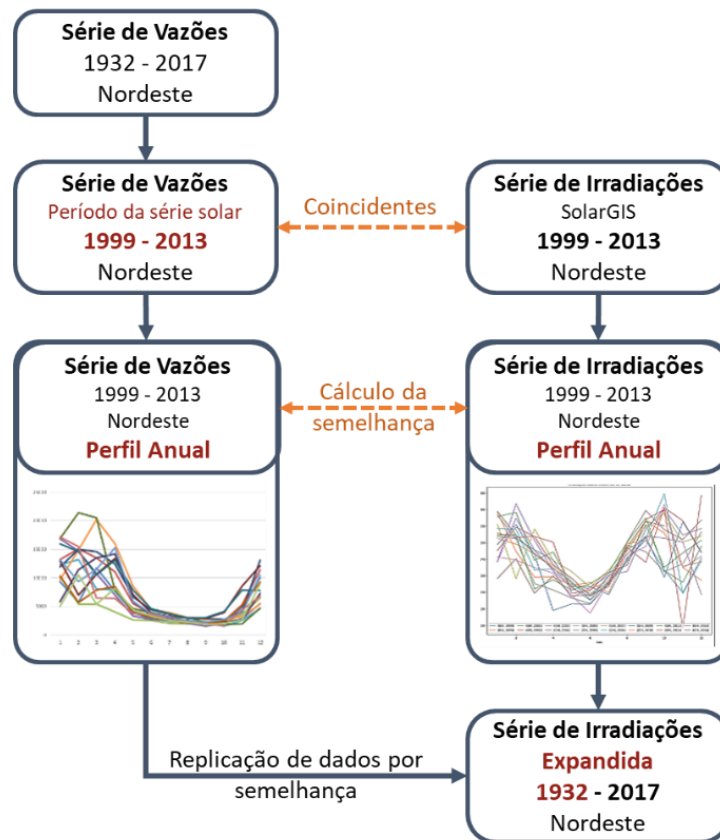


Figura 24 — Metodologia para Reconstrução de Séries Temporais Solares

5.2.3 Considerações sobre a reconstrução de séries

As metodologias aqui aplicadas para o tratamento e reconstituição de séries solares e eólicas de longo-prazo foram desenvolvidas a partir de trabalhos acadêmicos precedentes e aplicadas em diversos estudos apresentados por agentes do mercado de energia elétrica em fóruns públicos, com resultados coerentes, de modo a serem elegíveis e adequados para a aplicação no presente estudo.

As reconstruções das séries solar e eólica são fundamentais para os estudos aqui desenvolvidos, pois, ao aumentar a base estatística dessas séries — via reconstituição para períodos longos — permite-se investigar comportamentos de longo-prazo das fontes e trabalhar com cenários históricos de maior representatividade. Neste trabalho foram avaliadas séries em diferentes localidades com potencial de desenvolvimento de projetos híbridos eólico-solar.

5.3 Séries de dados medidos

Com o avanço de soluções computacionais e ferramentas para análise e apresentação de grandes volumes de dados (*vide* softwares que se popularizaram no mercado como PowerBI, Tableau, Flourish data visualization etc.), os portais de empresas e instituições têm passado por verdadeiras revoluções na forma de apresentação e disponibilização de dados a seus clientes ou usuários.

Não obstante, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) se incluem no rol de entidades que recentemente realizaram reformulações em seus portais, incluindo soluções modernas de visualização de dados. Tais evoluções simplificaram e permitiram a coleta, definição de relacionamentos e confecção de rica base de dados horários públicos de geração eólica e solar fotovoltaica, utilizada neste estudo. A seguir, detalham-se os dados obtidos e o processo empregado na composição destes.

5.3.1 Metodologia de construção de base de dados públicos

A fonte primária de dados para o levantamento deste trabalho foram os boletins mensais da geração eólica e fotovoltaica disponibilizados pelo ONS (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2020). Esses são consolidados em conjuntos de geradores, com a identificação dos seus pontos de conexão à rede básica de transmissão. Entretanto, os dados do ONS não dispõem de maiores detalhes acerca dos projetos como: localização geográfica, identificação das usinas que compõem o conjunto, garantia física, entre outros.

O primeiro passo do levantamento foi determinar quais conjuntos eólicos e solares compartilham um mesmo ponto de conexão. A partir destes subgrupos, coletou-se os dados horários medidos dos períodos com coincidência temporal de disponibilidade de registros, compostos por fator de capacidade e potência desses conjuntos.

Em seguida, procedeu-se ao relacionamento desses conjuntos com os cadastros individualizados de usinas disponibilizados pela ANEEL, por meio de seu Sistema de Informações de Geração (SIGA). Esse passo requereu um esforço manual de análise individualizada e comparação entre nomes e características similares entre os conjuntos na base de dados do ONS e das usinas da base da ANEEL, de modo a estabelecer as correlações entre elas.

Em seguida, validou-se as correlações estabelecidas pela comparação da potência nominal dos conjuntos com a somatória das potências fiscalizadas de cada usina, atestando a aderência das relações.

Assim, uma vez estabelecido o vínculo entre as duas bases de dados, foi possível atestar a proximidade geográfica dos dados levantados, bem como reunir importantes informações dos projetos, como: data de entrada em operação, garantia física etc. O fluxograma da Figura 25, apresentada na próxima página, resume os passos realizados neste levantamento.

5.3.2 Caracterização das séries

Com base na aplicação da metodologia exposta no item anterior, foi realizada a compilação de diversas séries de dados horários de geração solar e eólica provenientes de 22 conjuntos de geração (agrupados conforme critérios do ONS), que englobam 60 usinas (29 eólica e 31 solares).

As usinas selecionadas foram “*clusterizadas*” em seis localidades distintas, de modo que, cada uma é representada por um mesmo ponto de conexão com os sistemas de transmissão, compartilhado entre as usinas solares e eólicas da região, salvo a localidade 1, cuja ponte de conexão das usinas eólicas é diferente do ponto utilizado pelas usinas solares, embora sejam fisicamente próximas.

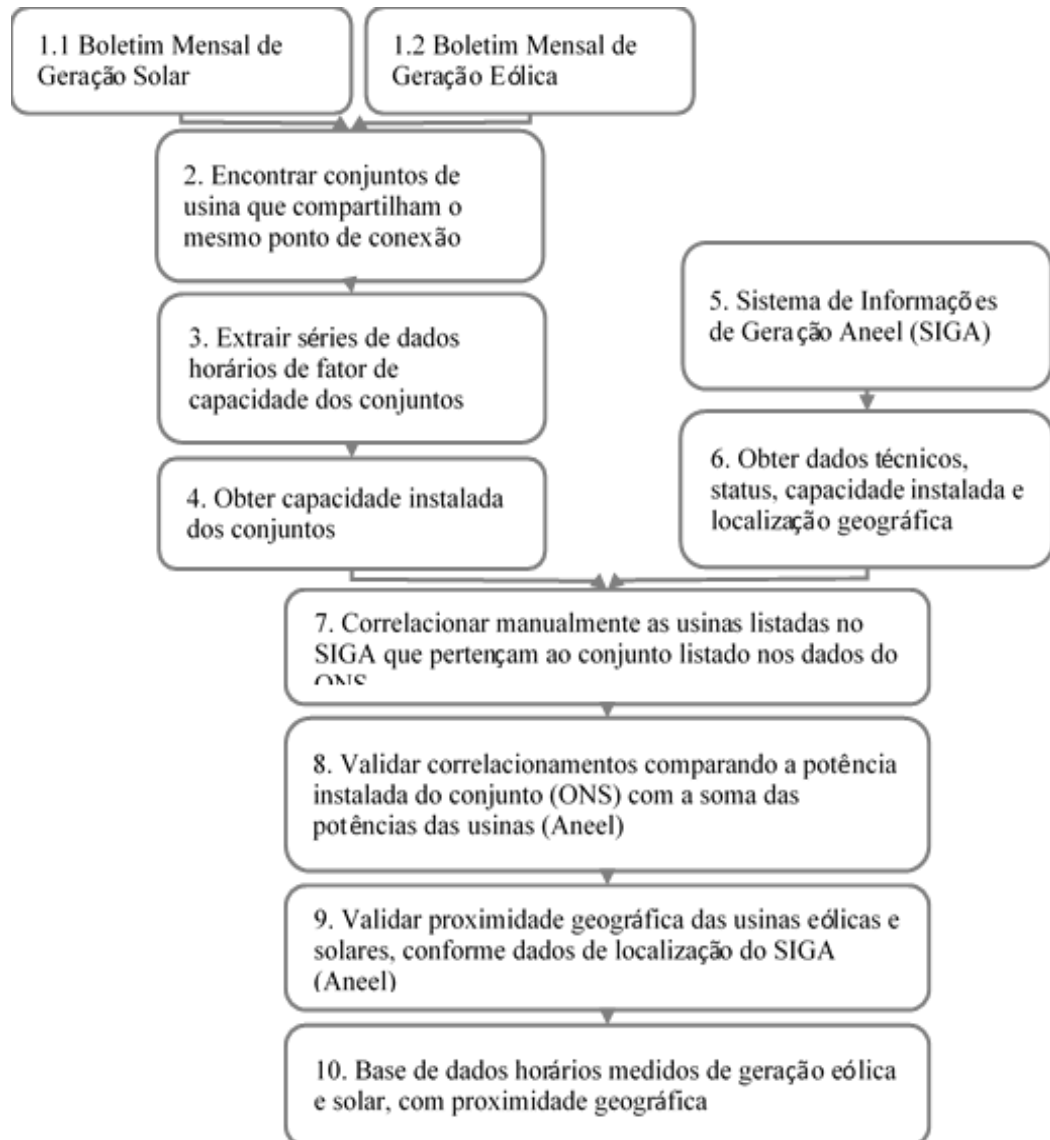


Figura 25 — Fluxograma de confecção de base de dados horário medidos

A figura a seguir apresenta a localização geográfica das 60 usinas selecionadas, diferenciadas em cores pelas seis localidades definidas.

A Tabela 2 apresenta todas as usinas selecionadas e suas principais características, bem como de suas séries de geração.

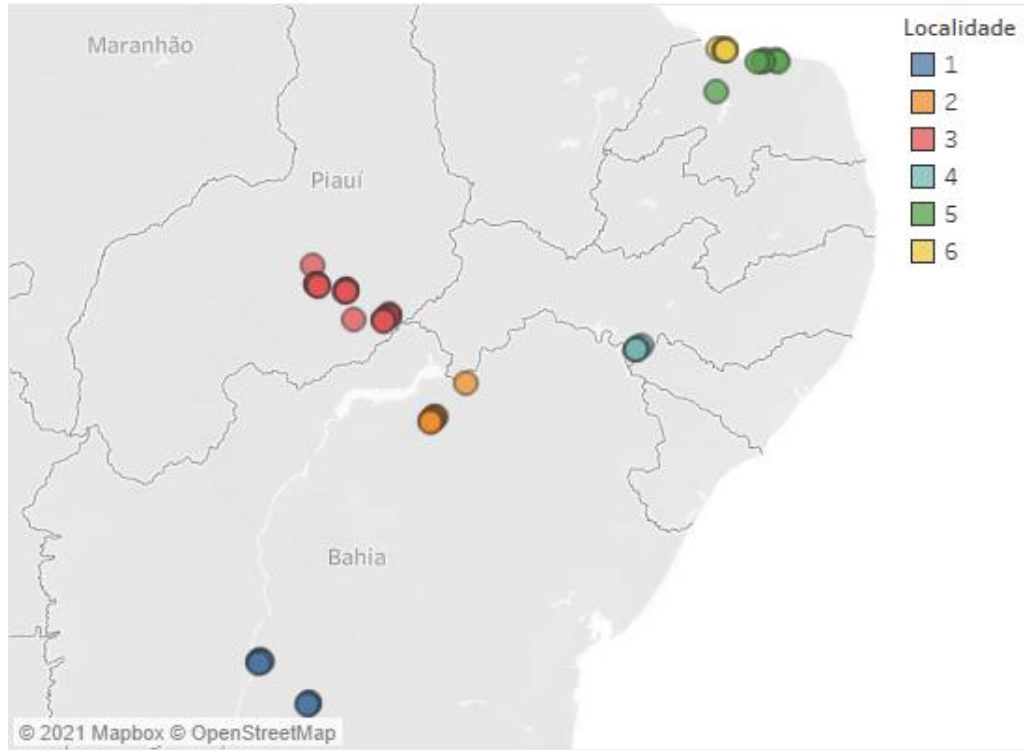


Figura 26 — Mapa de usinas e classificação das localidades

Tabela 2 — Usinas selecionadas para constituição de base de dados horários

Fonte	Ponto de Conexão	Município	Conjunto	Usinas	Operação	Potência (MW)
Eólica	ACU II - 230 kV (A)	Galinhos - RN	REI DOS VENTOS 1 2LER	Rei dos Ventos 1	01/02/14	58,5
			REI DOS VENTOS 3 2LER	Rei dos Ventos 3	01/02/14	60,1
		Guamaré - RN	ALEGRIA I	Alegria I	30/12/10	51,0
			ALEGRIA II	Alegria II	30/12/11	100,7
		Macau - RN	MIASSABA 3 2LER	Miassaba 3	01/02/14	68,5
IGAPORA II - 69 kV (A)	Guanambi - BA	Igaporã - BA	CONJ. EOL. NOSSA SENHORA DA CONCEICAO	Ilhéus	04/07/14	11,2
				Igaporã	04/07/14	30,4
				Nossa Senhora da Conceição	04/07/14	28,8
				Porto Seguro	04/07/14	6,4
JUAZEIRO II - 230 kV (A)	Campo Formoso - BA		CONJ. EOL. DELFINA	Delfina I	31/10/17	28,0
				Delfina II	02/11/17	28,0
				Delfina III	31/10/17	28,0
				Delfina IV	02/11/17	28,0
				Delfina V	31/10/17	8,0
				Delfina VI	31/10/17	30,0

				Delfina VII	31/10/17	30,0
	MOSSORO II - 230 kV (A)	Areia Branca - RN	CONJ. EOL. AREIA BRANCA	Areia Branca	18/02/14	27,3
			CONJ. EOL. CARCARA II	Carcará II	09/12/14	30,0
	S. JOAO PIAUI 230kVA	Lagoa do Barro do Piauí - PI	CONJ. EOL. LAGOA DO BARRO	Aura Lagoa do Barro 01	27/10/18	27,0
				Aura Lagoa do Barro 02	13/12/18	27,0
				Aura Lagoa do Barro 03	21/12/18	27,0
				Aura Lagoa do Barro 04	28/12/18	27,0
				Aura Lagoa do Barro 05	02/11/18	24,0
				Aura Lagoa do Barro 06	18/12/18	27,0
				Aura Lagoa do Barro 07	27/11/18	27,0
				Aura Queimada Nova 03	01/12/18	9,0
	TACARATU - 230 kV (A)	Tacaratu - PE	CONJ. EOL./SOLAR TACARATU	Pau Ferro	04/02/15	30,6
				Pedra do Gerônimo	04/02/15	30,6
				Tacaicó	04/02/15	18,8
Solar	ACU II - 138 kV (A)	Açu - RN	ASSU 5	Assú V	23/12/17	30,0
	B. JESUS LAPA - 230 kV (A)	Bom Jesus da Lapa - BA	CONJ. FV. LAPA	Lapa 2	30/06/17	30,0
				Lapa 3	30/06/17	30,0
	B. JESUS LAPA - 69 kV (A)	Bom Jesus da Lapa - BA	CONJ. FV. BJL SOLAR	BJL 11	12/05/18	20,0
				BJL 4	07/12/18	20,0
			CONJ. FV. BOM JESUS	Bom Jesus da Lapa I	30/06/17	30,0
				Bom Jesus da Lapa II	30/06/17	30,0
			CONJ. FV. SÃO PEDRO	São Pedro II	08/11/18	27,0
				São Pedro IV	08/11/18	27,0
	JUAZEIRO II - 230 kV (A)	Juazeiro - BA	CONJ. FV. JUAZEIRO SOLAR	Juazeiro Solar I	12/12/18	30,0
				Juazeiro Solar II	18/12/18	30,0
				Juazeiro Solar III	13/12/18	30,0
				Juazeiro Solar IV	19/12/18	30,0
	MOSSORO II - 230 kV (A)	Areia Branca - RN	CONJ. FV. FLORESTA	Floresta I	23/12/17	32,0
				Floresta II	23/12/17	32,0
				Floresta III	23/12/17	22,0
	S. JOAO PIAUI - 500 kV (A)	Ribeira do Piauí - PI	CONJ. FV. NOVA OLINDA	Nova Olinda 10	09/12/17	30,0

				Nova Olinda 11	09/12/17	30,0
				Nova Olinda 12	09/12/17	30,0
				Nova Olinda 13	09/12/17	30,0
				Nova Olinda 14	09/12/17	30,0
				Nova Olinda 8	09/12/17	30,0
				Nova Olinda 9	09/12/17	30,0
		São João do Piauí - PI	CONJ. FV. UFV SJP	ETESA 17 - São João do Piauí I	15/04/20	32,2
				ETESA 18 São João do Piauí II	15/04/20	32,2
				ETESA 19 São João do Piauí III	15/04/20	32,2
				ETESA 20 São João do Piauí IV	15/04/20	28,8
				ETESA 21 São João do Piauí V	14/04/20	28,8
				ETESA 22 São João do Piauí VI	15/04/20	31,9
	TACARATU - 230 kV (A)	Tacaratu - PE	FONTES SOLAR I	Fontes Solar I	02/09/15	5,0
			FONTES SOLAR II	Fontes Solar II	08/09/15	5,0

5.3.3 Considerações sobre as séries de dados medidos

A região Nordeste continental apresenta o maior volume em quantidade de projetos de geração com participação de ambas as fontes eólica e solar, conforme evidenciado nos dados apresentados e em consonância com o conhecimento do mercado frente aos resultados dos últimos leilões com participação dessas fontes.

De fato, tal região é uma das melhores do país para a exploração da geração híbrida eólica-fotovoltaica, pois conjuga excelentes condições para ambas as fontes: os perfis de vento apresentam elevado potencial de produção e são bastante complementares ao perfil solar, ao passo que a geração solar também se destaca pela predominância de clima semiárido, elevando a disponibilidade de radiação solar.

Observa-se que os resultados obtidos para estes seis agrupamentos (regiões), estimados a partir de dados de geração disponibilizados pelo ONS, foram aderentes com os estudos apresentados na seção anterior, o que reforça a acurácia dos dados a serem utilizados neste projeto.

Para pronta referência, resume-se na Tabela 3 as principais informações quanto às séries de dados levantadas.

Tabela 3 — Séries de dados de horários medidos

Sigla	Fonte dos dados	Resolução	Local	Período
Localidade 1	ONS, dados medidos	Horária	Interior da Bahia	jun/17 a mar/21
Localidade 2	ONS, dados medidos	Horária	Interior da Bahia	dez/18 a mar/21
Localidade 3	ONS, dados medidos	Horária	Interior do Piauí	out/18 a mar/21
Localidade 4	ONS, dados medidos	Horária	Interior de Pernambuco	out/18 a mar/21
Localidade 5	ONS, dados medidos	Horária	Litoral do Rio Grande do Norte	out/18 a mar/21
Localidade 6	ONS, dados medidos	Horária	Litoral do Rio Grande do Norte	dez/17 a mar/21

6 ANÁLISES DE CORRELAÇÃO E COMPLEMENTARIDADE

Este capítulo tem enfoque ajustado na avaliação da complementaridade da geração eólica-solar fotovoltaica e as sinergias de transmissão decorrentes da associação entre essas fontes, haja vista as vertentes exploradas neste estudo quanto às análises de otimização da contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) como forma de melhora dos resultados econômicos desses parques.

6.1 Caracterização das séries de dados de mesoescala reconstituídas

Embora no capítulo 6 se apresente a metodologia de reconstrução de séries de dados longas, com cerca de 60 anos, nas análises aqui desenvolvidas optou-se pela confecção de séries com períodos entre 10 e 15 anos, uma vez que o enfoque destes estudos são fenômenos notadamente intradiários (complementaridade entre radiação solar e ventos noturnos), com dados discretizados hora-a-hora ou até em intervalos menores.

Ademais, séries em resolução horária ou de frações de hora podem onerar o trabalho de análises e cálculos, dado o elevado volume de dados, entendendo-se como desnecessária a aplicação de períodos tão longos neste estudo.

Contudo, para estudos de efeitos anuais, como cálculos de garantias físicas, recomenda-se que, de fato, se adotem séries mais longas, nas quais os dados podem, inclusive, serem resumidos em menor resolução, i.e. 6 em 6 horas ou até mesmo diário.

Assim, a partir dos conceitos e métodos apresentados no capítulo 6, produziu-se séries de velocidade de vento e radiação solar, como também suas respectivas séries de geração elétrica, para seis distintas localidades brasileiras, sendo cinco delas no Nordeste e uma, para fins de comparação, no extremo Sul do país.

Observa-se que, pelos modelos de *mesoescala*, os dados são calculados por áreas geográficas de até milhares de quilômetros quadrados. Assim, as localidades aqui simuladas não são definidas por um município específico ou coordenada exata do local de simulação, mas, sim, uma região local, sendo representadas por uma sigla, conforme se pode notar pela Tabela 4.

Tabela 4 — Séries de dados horários de mesoescala

Sigla	Fonte dos dados	Resolução	Local	Período
BA-01	Modelos de <i>mesoescala</i>	Horária	Interior da Bahia	jan/99 a mar/14
BA-02	Modelos de <i>mesoescala</i>	Horária	Interior da Bahia	dez/02 a jan/18
BA-03	Modelos de <i>mesoescala</i>	Horária	Interior da Bahia	jan/99 a mar/14
CE-01	Modelos de <i>mesoescala</i>	Horária	Litoral do Ceará	jan/99 a fev/14
RN-01	Modelos de <i>mesoescala</i>	Horária	Litoral do Rio Grande do Norte	jan/00 a fev/14
RS-01	Modelos de <i>mesoescala</i>	Horária	Litoral do Rio Grande do Sul	jan/00 a fev/14

A seguir, a Figura 27 ilustra a localização aproximada das localidades estudadas.



Figura 27 — Locais de aplicação

6.1.1 Análise dos dados de vento e radiação solar

No que tange às séries de dados de *mesoescala*, reconstruídos conforme metodologia exposta anteriormente, cabe aqui, antes de haver aprofundamento dos dados “*turbinados*” (ou seja, dados já convertidos em eletricidade), uma análise inicial dos recursos eólico e solar em termos de velocidades de vento e de radiação solar para fins de se obter uma primeira impressão acerca dos dados que se pretende utilizar nas investigações.

Assim, apresenta-se primeiramente uma análise de dispersão, na qual se pode observar o comportamento entre os recursos eólico e solar com certa sensibilidade visual acerca dos desvios da média e variância dos dados estudados. De forma que, cruzando-se em um mesmo gráfico as séries eólicas (eixo vertical) e solares (eixo horizontal), de uma determinada localidade, é possível identificar a existência de comportamentos temporalmente complementares.

Para tanto, é avaliada a correlação entre as duas séries de dados, sendo o caso ideal aquele em que o comportamento implica na correlação igual a -1, ou seja, quando há uma relação reversa perfeita entre velocidade do vento e radiação solar. O pior cenário seria para a correlação igual +1, isto é, corresponderia a uma relação direta perfeita entre velocidade do vento e radiação solar.

Embora a correlação seja um indicador importante na análise da complementaridade entre as séries, é importante salientar que esta, em si, apenas evidencia a tendência de comportamento dinâmico entre as variáveis correlacionadas. Ou seja, representa apenas uma sinalização da conveniência de aprofundamento das análises de sinergia entre os recursos naturais na localidade de interesse, considerando outros aspectos, tais como as possíveis restrições de escoamento da produção e seus impactos nas receitas do empreendimento.

6.1.2 Análise de dispersão das séries de dados reconstruídos

Os pontos dos gráficos de dispersão estão classificados por cores em função do horário ao qual se referem. As cores mais escuras correspondem aos pontos registrados próximos ao meio-dia, ao passo que, cores mais claras correspondem aos pontos registrados no começo da manhã (verde), no final da tarde (azul) ou de madrugada (amarelo).

Observa-se que, os pontos da série de dados registrados nas horas noturnas, de 18h às 6h do dia seguinte, evidentemente, se acumulam sobre a radiação solar nula.

Nota-se também que os gráficos apresentam a linha de referência *radiação extraterrestre*⁴, sendo este o limite teórico de radiação solar a ser observada neste local.

A primeira localidade, BA-01, corresponde à região continental da Bahia, mais especificamente ao sul da Sub-região 2, conforme descrição no capítulo 2. Observou-se, nessa localidade, ventos bem-comportados e regime solar abundante, com poucos eventos de baixa radiação solar ao longo do dia decorrente de nebulosidades.

Assim, observa-se pela Figura 28 que a reta média da dispersão dos eventos ao longo do dia (24 horas) apresenta uma inclinação negativa, com uma correlação de -0,4297. Considerando-se apenas o período diurno (6h às 18h), a correlação foi de -0,2476. Assim, observa-se, de fato, um padrão de redução da velocidade média do vento à medida que a radiação solar aumenta.

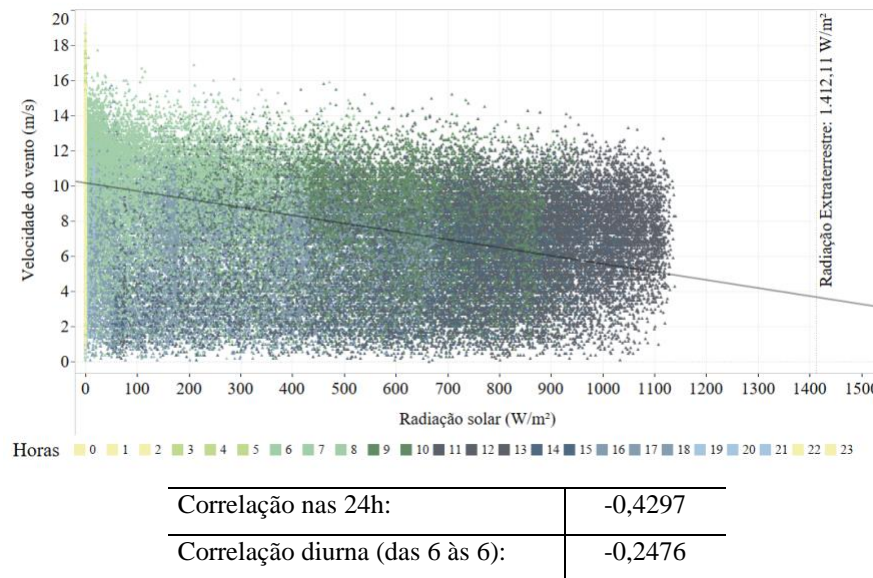


Figura 28 — Gráfico de dispersão – Localidade BA-01

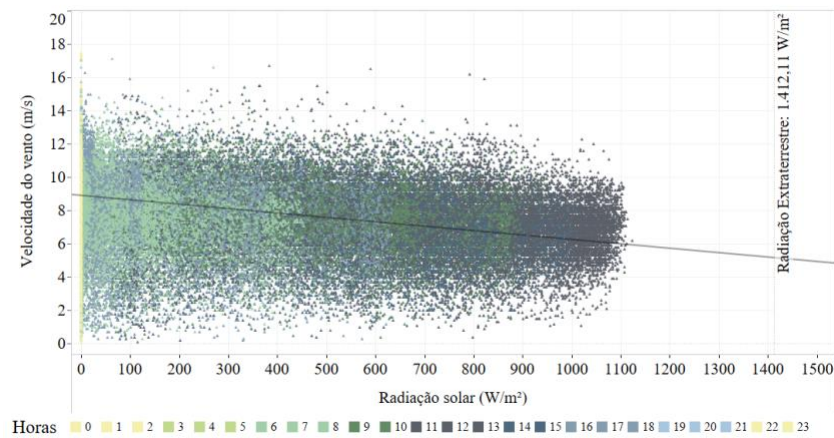
⁴ Entende-se a radiação extraterrestre como a radiação solar recebida pelo planeta à determinada latitude e época do ano, isenta dos efeitos atenuantes de absorção e reflexão causados pela atmosfera. Logo, a radiação extraterrestre representa uma espécie de limite teórico de radiação solar que um dado ponto geográfico da superfície terrestre poderia observar (PAIVA, 2018).

Nota-se, também, que os pontos em tonalidades verde-claro estão concentrados nas regiões de baixa radiação solar, o que denota serem raros os eventos de coincidência de ventos fortes com o sol a pino das horas de meio dia. Ainda, observa-se que, nessa localidade, os pontos amarelos, registrados nas horas noturnas, se concentram nas mais altas velocidades de vento.

A segunda localidade, BA-02, assim como BA-01, também corresponde à região continental da Bahia, contudo, mais ao centro do estado. De modo que, o perfil dos dados aqui observados e da correlação entre a série eólica e solar é bastante similar ao observado em BA-01.

Observa-se que a concentração dos pontos em torno da reta média ressalta o perfil bem-comportado do regime de ventos dessa localidade. A correlação calculada entre as séries para o período de 24 horas foi de -0,3866, já para o período exclusivamente diurno foi de -0,2467, indicando complementaridade.

A Figura 29 apresenta a dispersão dos eventos ao longo do dia na localidade BA-02.

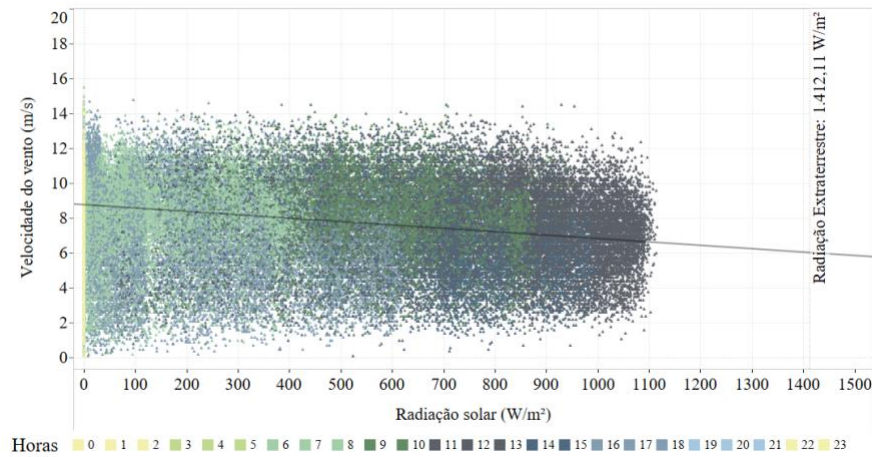


Correlação nas 24h:	-0,3866
Correlação diurna (das 6 às 6):	-0,2467

Figura 29 — Gráfico de dispersão – Localidade BA-02

Todavia, em BA-02, os pontos de tonalidades claras (verdes, azuis e amarelos), estão mais bem distribuídos no eixo vertical, o que indica uma variância maior nos registros da série eólica.

A localidade BA-03, assim como as supracitadas, também se situa na região continental da Bahia, contudo, ao norte do estado. Com ventos também caracterizados pelo “bom comportamento”, as séries aqui estudadas apresentaram correlação de -0,2638 para o período das 24 horas diárias e de -0,1517 para as horas exclusivamente diurnas. Ou seja, não tão complementar quanto as anteriores, mas, ainda assim, sinérgicas.



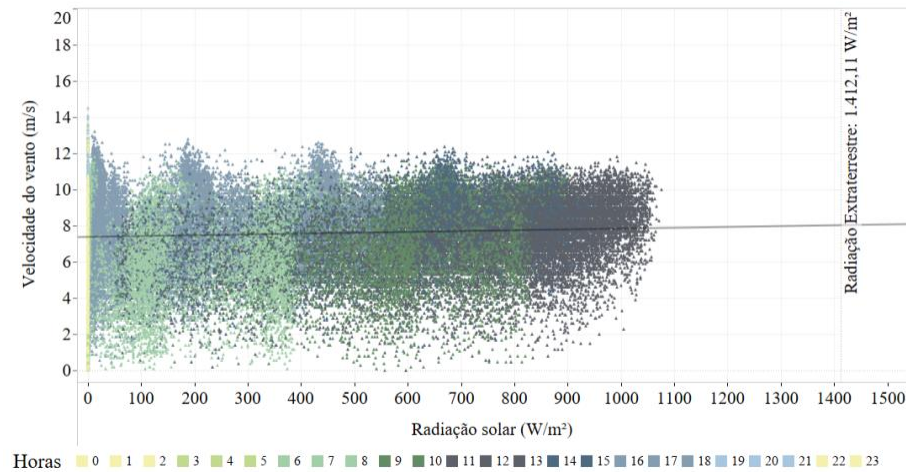
Correlação nas 24h:	-0,2638
Correlação diurna (das 6 às 6):	-0,1517

Figura 30 — Gráfico de dispersão – Localidade BA-03

Nessa localidade, destacam-se os pontos de tonalidade azul, entre o início da tarde e início da noite, que estão concentrados em registros de velocidades de vento mais baixas, enquanto a radiação solar medida atinge níveis de até 600 W/m² nesses pontos.

Na sequência, apresentam-se as análises da localidade CE-01. Situada no litoral cearense, fica compreendida na Sub-região II da região eólica Norte-Nordeste, onde os ventos Alísios se somam às brisas, produzindo um regime de ventos abundantes no período da tarde, entretanto, estes tendem a comprometer a sinergia eólico-solar.

Logo, observa-se no gráfico da Figura 31, de fato, uma leve tendência dos pontos de alta radiação solar (início da tarde) coincidirem com as mais elevadas velocidades de vento, resultando em uma correlação positiva de 0,06520 para o período de 24 horas diárias e de 0,1759 para as 12 horas diurnas.



Correlação nas 24h:	0,0652
Correlação diurna (das 6 às 6):	0,1759

Figura 31 — Gráfico de dispersão – Localidade CE-01

Destaca-se, nessa localidade, que o padrão horário dos ventos também se altera significativamente em comparação com os dados levantados para o interior da Bahia. Em CE-01, os pontos azuis do período da tarde e início da noite foram registrados em velocidades altas de ventos, ao passo que as velocidades mais baixas foram registradas no início da manhã, pontos em verde claro, o que reforça o caráter da menor complementaridade dos recursos nesta região, conforme também indicado pelas correlações positivas.

Aqui, cabe destacar uma observação acerca dos dados plotados no gráfico acima. Nota-se nele a formação de “raias verticais⁵” de pontos com as mesmas cores sobre determinado nível de radiação solar. Isto ocorre pela junção de alguns fatores no momento da reconstrução da série de dados solares, destacando-se, principalmente, a baixa representatividade da série solar.

A próxima localidade analisada, RN-01, se situa no litoral norte-rio-grandense, estando compreendida na Sub-região II da região eólica Norte-Nordeste. Assim como em CE-01, nessa localidade, os ventos Alísios se somam às brisas marítimas, produzindo um regime de ventos abundantes no período da tarde, reduzindo a sinergia eólico-solar.

⁵ Deve-se lembrar que o modelo de reconstrução das séries solares, empregado neste estudo — de acordo com o item 6.3 —, se baseia em replicar dados de uma série curta sobre anos passados, conforme critérios de semelhança com séries de vazões. Assim, como os dados solares dessa região são muito constantes, e a série solar original obtida para este estudo era significativamente curta, ao se replicar esses dados para o passado, são criados pontos de radiação solar repetidos para velocidades de vento levemente diferentes, gerando o padrão de raias observado acima. Deste modo, a melhora da variância da série solar original com inclusão de mais anos, reduziria, de fato, tal distorção. Contudo, a correlação calculada entre as séries é minimamente afetada por tal efeito, mantendo-se a conclusão de que há baixa complementaridade eólico-solar nessa localidade.

Assim, observa-se no gráfico da Figura 32 uma leve tendência dos pontos de alta radiação solar (início da tarde, pontos em cinza escuro) coincidirem com as mais elevadas velocidades de vento, resultando em uma correlação negativa de $-0,0044$ para o período de 24 horas diárias e de $0,0358$ para as 12 horas diurnas. Nota-se, também, que a marcante característica de ventos bem-comportados do nordeste brasileiro também se faz presente nessa região, *vide* o acúmulo de pontos ao redor da reta média.

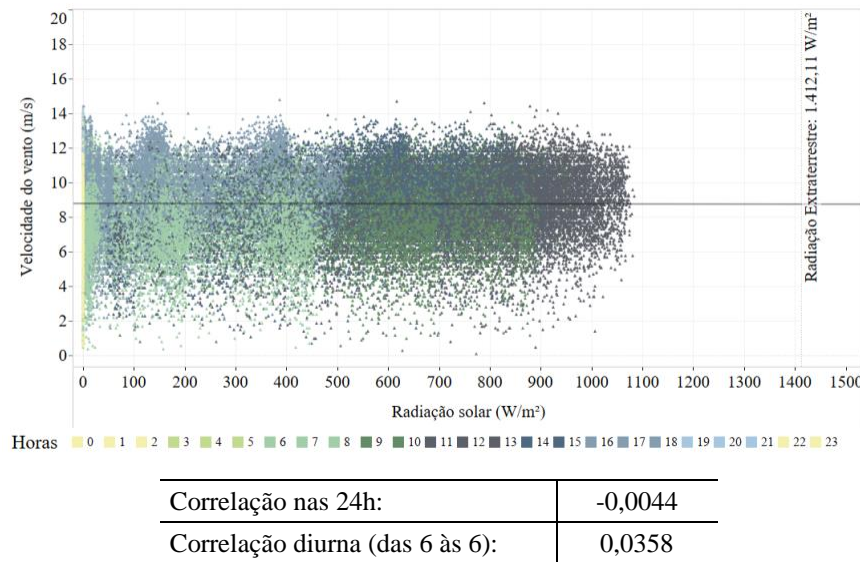
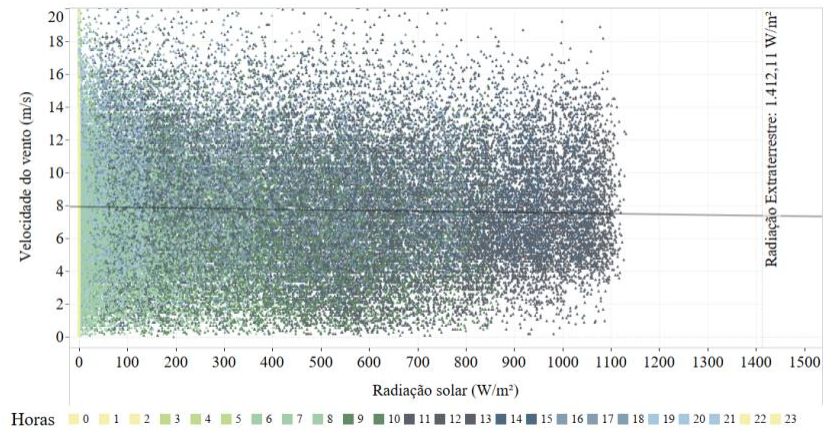


Figura 32 — Gráfico de dispersão – Localidade RN-01

Por último, apresentam-se os dados da localidade RS-01, situada no extremo sul do país, na faixa litorânea próxima à Lagoa Mirim e à Lagoa dos Patos, no Rio Grande Sul, sendo seu potencial eólico há tempo muito conhecido e, por isso, sede de algumas das primeiras fazendas eólicas do Brasil.

O regime de ventos dessa região destoa bastante dos observados no Nordeste, visto que a climatologia local e os efeitos atmosféricos associados aos ventos da região são completamente diferentes no caso da Região Sul.

A Figura 33 apresenta os dados dessa localidade, caracterizada pela elevada dispersão, apontando para um comportamento menos previsível dos ventos, além de menor radiação solar concentrada próxima aos valores máximos nessa localidade.



Correlação nas 24h:	-0,0304
Correlação diurna (das 6 às 6):	-0,0028

Figura 33 — Gráfico de dispersão – Localidade RS-01

Avaliando os resultados obtidos, percebe-se as particularidades dos regimes de vento e de radiação solar de cada localidade, evidenciando-se, assim, a necessidade de análises específicas e detalhadas para cada local.

Não obstante, as correlações apresentadas não devam ser tomadas de antemão como um índice de potenciais economias com a sinergia dos recursos, mas, sim, como um indicador para auxiliar na compreensão do comportamento dessas séries e na comparação entre as localidades, auxiliando a identificar locais mais promissores. Pela análise dos gráficos apresentados, nota-se que as localidades no interior da Bahia apresentaram as correlações mais interessantes entre as séries e sinergias promissoras, além de, também, usufruírem de alta previsibilidade das séries eólicas e solares.

6.1.3 Análise das médias horárias de geração

A análise das médias horárias tem por objetivo avaliar o perfil de geração dessas usinas, em escala horária, considerando as simulações de produção do parque híbrido. Para todas as séries foram determinadas as médias de geração para cada hora do dia e mês do ano; posteriormente foram normalizadas pela capacidade máxima de geração do equipamento empregado nas simulações das respectivas séries, sendo exibidas nos gráficos a seguir como percentuais entre 0 e 100%. Não foram consideradas perdas de geração, conversão, transformação e/ou transmissão de energia, bem como eventuais perdas internas ou externas em tais séries de dados de geração.

Também não foram consideradas possíveis indisponibilidades de unidades geradoras e, portanto, para todos os fins, os dados a seguir apresentados como geração horária e mensal, bem como o fator de capacidade dos parques, devem ser entendidos como geração teórica da usina. Tal premissa se justifica por fins de simplificação das simulações, uma vez que a modelagem de perdas em pouco deve alterar os perfis de geração e, por conseguinte, influenciar na complementação energética entre estas fontes.

Quanto ao conjunto híbrido simulado, ressalta-se que o percentual de participação de cada fonte pode (e deve) ser otimizado conforme objetivos específicos da aplicação híbrida que se esteja projetando e/ou estudando. Para tanto, também é importante observar as características dos perfis de geração de cada fonte, no local em análise.

Assim, objetivando adotar um percentual em comum para todas os locais analisados, para as simulações de conjuntos híbridos apresentadas nos gráficos desta seção 6, fixou-se como premissa uma composição de 30% da capacidade (potência, MW) em fonte solar e 70% da eólica. Tais percentuais, embora suscitados de modo *ad-hoc*, são aproximados a composições ótimas de portfólio, para algumas das localidades deste estudo, conforme estudos pretéritos (PAIVA, 2015). A

Figura 34 apresenta as médias horárias de geração solar, eólica e do conjunto eólico-solar, na primeira localidade apresentada, BA-01.

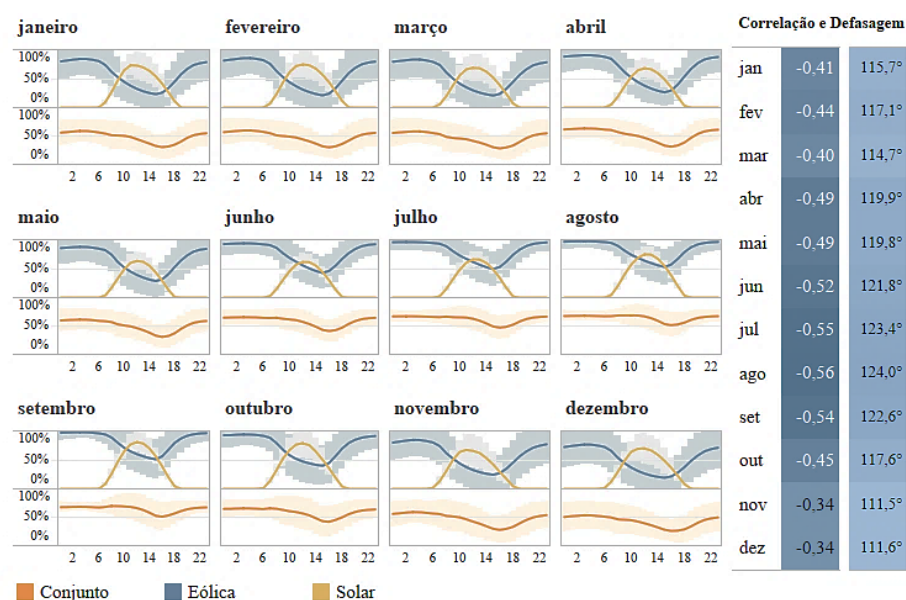


Figura 34 — Médias horárias de geração na localidade BA-01

Para todos os meses, observa-se que a geração solar ocorre com maior intensidade em momentos (intervalo de horas) em que há menor intensidade de geração eólica. Este fato evidencia a contribuição da geração solar para uma geração mais estável do conjunto, tomando como base a geração eólica.

Nota-se que também são apresentados os valores calculados de correlação e defasagem entre as séries eólica e solar, mês a mês. No cálculo da defasagem, as séries eólicas e solares são aproximadas por funções senoidais e, então, é calculado o ângulo de defasagem entre si, cujos ângulos pequenos apontam para complementaridade nula ou pequena, ao passo que ângulos de próximos 180° indicam uma possível boa complementaridade. Mensalmente, a correlação e defasagem entre as séries variam, de modo que, as estações de inverno e primavera são tidas como as épocas do ano mais favoráveis ao aproveitamento concomitante destas fontes.

Em escala mensal, embora menos pronunciada, observa-se, também, uma leve complementaridade, pois, nos meses entre novembro e março, em que a geração eólica é menor, a componente solar apresenta médias mais elevadas de produção. A seguir, apresentam-se na Figura 35 os perfis mensais de geração observados para essa localidade.

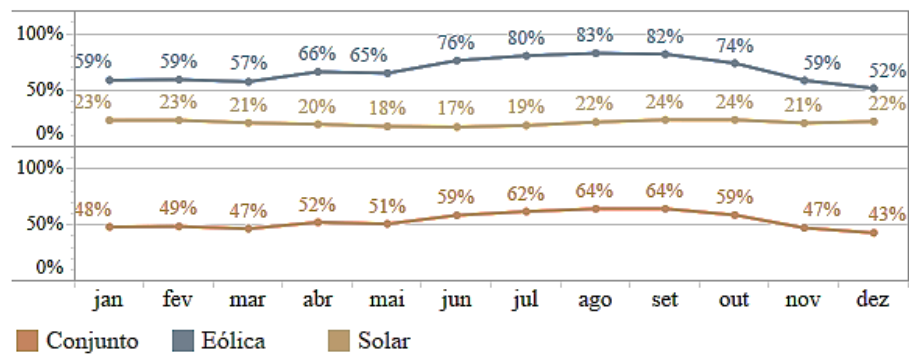


Figura 35 — Fator da capacidade mensal na localidade BA-01

Em ambas as análises — diária e mensal — destaca-se a notável “planificação do perfil de geração, no caso da associação de 30% solar e 70% eólico simulada neste estudo.

Vide na Figura 36, as médias horárias de geração solar, eólica e do conjunto, em BA-02.

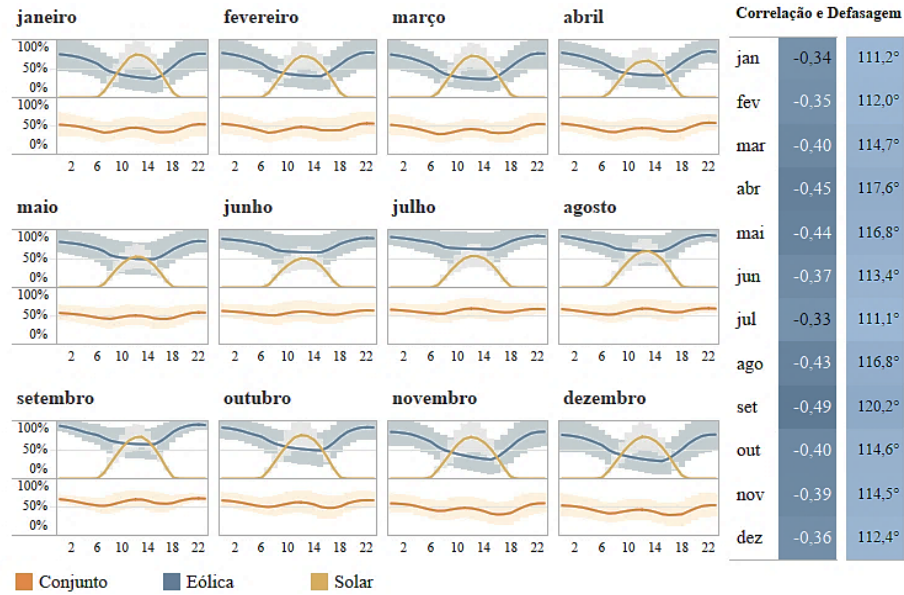


Figura 36 — Médias horárias de geração na localidade BA-02

Assim como em BA-1, conforme apresentado na

Figura 34, pode-se observar que a geração solar na localidade BA-2 ocorre com maior intensidade em momentos de menor intensidade de geração eólica. Ademais, a produção do conjunto é nitidamente mais constante ao longo das horas do dia, quando comparada com as fontes solar e eólica de maneira isolada.

Em análise mensal, também se vê uma leve complementaridade, coincidindo a alta radiação solar do verão com a baixa produção eólica deste período, de acordo com a Figura 37.

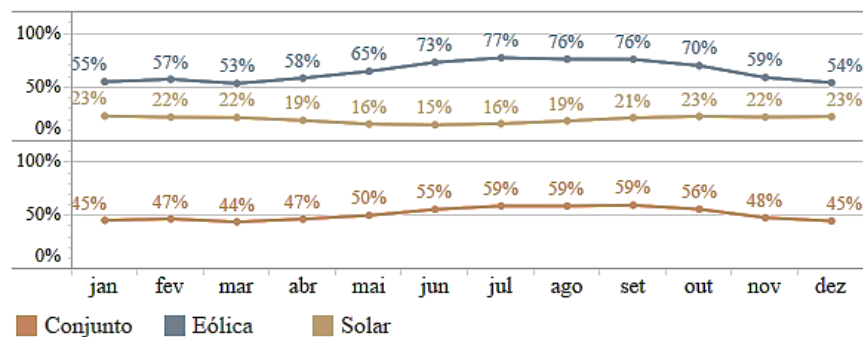


Figura 37 — Fator de capacidade mensal da localidade BA-02

Em continuidade, apresenta-se na Figura 38 as médias de geração em BA-03.

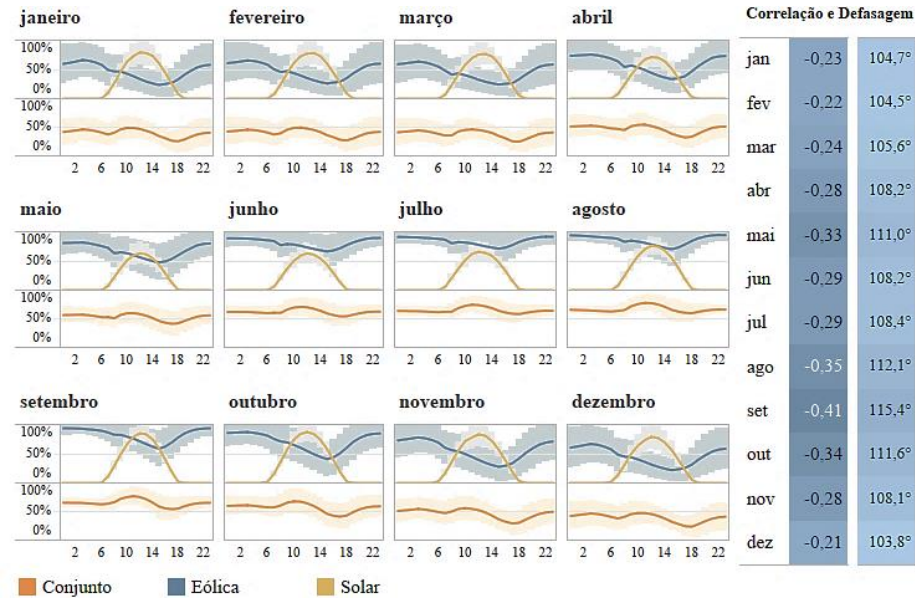


Figura 38— Médias horárias de geração na localidade BA-03

Assim como em BA-02, nessa localidade, as correlações e defasagens entre as séries eólicas e solares pouco se alteram ao longo do ano, sendo os perfis caracterizados pela sua previsibilidade e estabilidade. A seguir, pela Figura 39, também se observa uma leve complementaridade mensal, coincidindo a alta radiação solar do verão com a baixa produção eólica desse período.

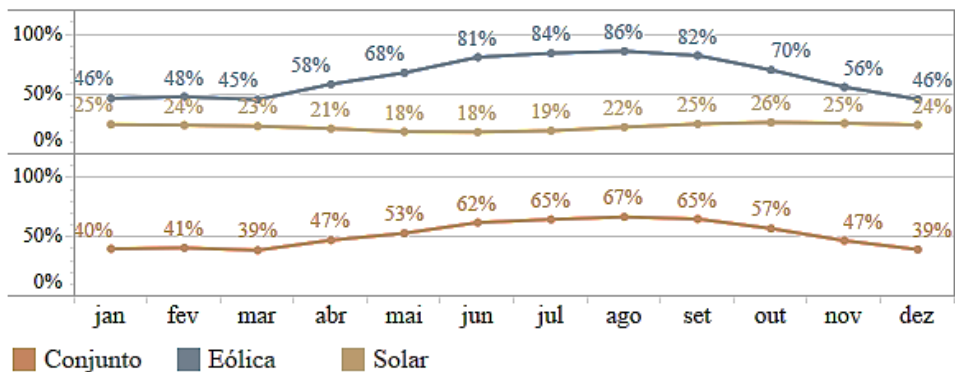


Figura 39 — Fator de capacidade mensal na localidade BA-03

A seguir, a Figura 40 apresenta as médias horárias do conjunto híbrido na localidade CE-01.

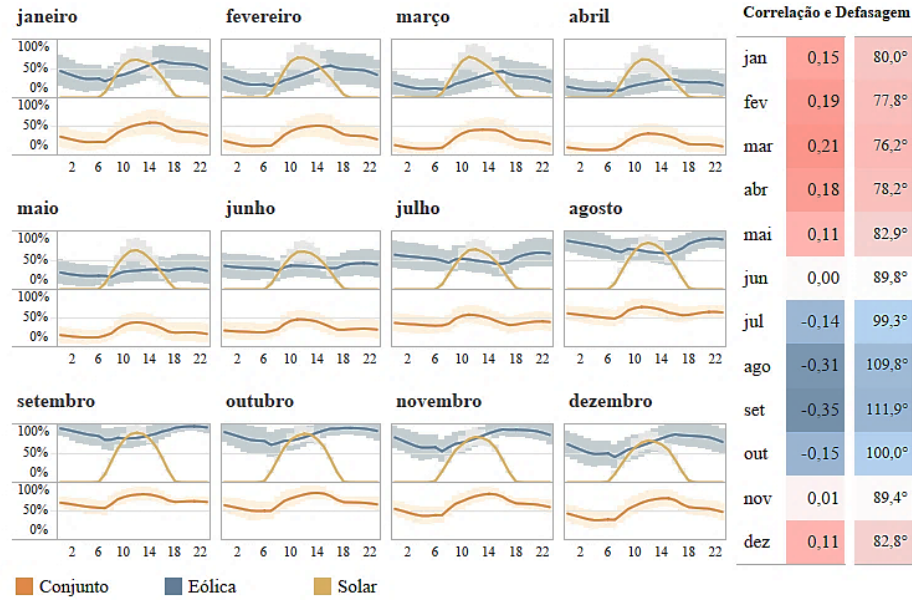


Figura 40 — Médias horárias de geração da localidade CE-01

Em CE-01, percebe-se uma significativa alteração nos perfis de geração eólica em relação às localidades previamente apresentadas, na Bahia. Assim, embora ainda sejam notadas sinergias entre as séries, têm-se correlações maiores (até mesmo positiva, ou seja, não complementar), com incidência de radiação solar em períodos desfavoráveis à eólica.

Sob uma ótica mensal, também não se observa complementaridade relevante entre as séries, pois, devido à grande proximidade com a linha do Equador, a radiação solar desse local apresenta sazonalidades muito pequenas, tendo, assim, uma produção anual quase que constante ao longo dos meses, *vide* Figura 41.

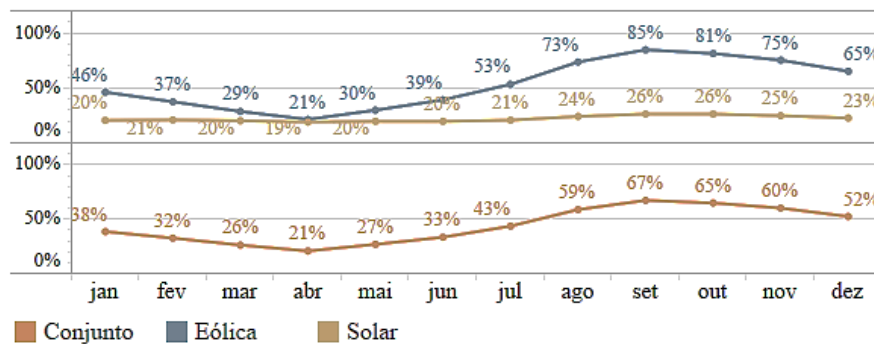


Figura 41 — Fator de capacidade mensal na localidade CE-01

Na próxima localidade, RN-01, do Rio Grande do Norte, observa-se grande similaridade com CE-01, sobretudo devido à proximidade. Assim, em RN-01 a produção energética mensal também possui pouca sinergia, visto que a geração solar é bastante constante ao longo do ano, vide Figura 42.

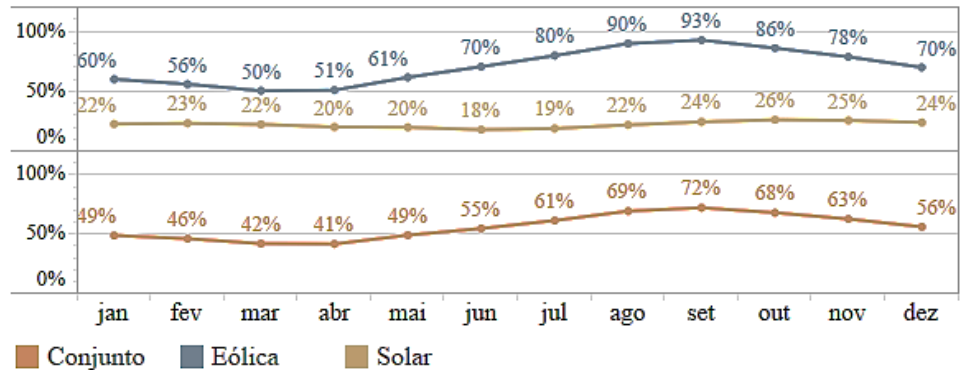


Figura 42 — Fator de capacidade mensal na localidade CE-01

No perfil horário, vê-se que a série eólica apresenta comportamento já bastante constante, de modo que, a complementação fotovoltaica apresenta menores sinergias se comparada com localidades do Nordeste continental, vide Figura 43.

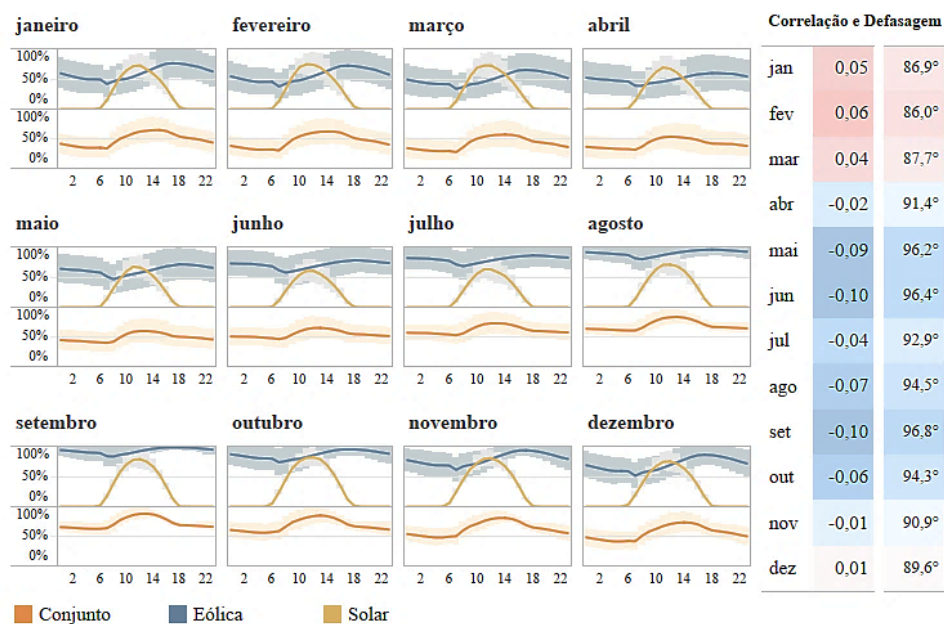


Figura 43 — Médias horárias de geração RN-01

Por fim, apresentam-se os dados da localidade RS-01, primeiramente pelas médias mensais, conforme a Figura 44.

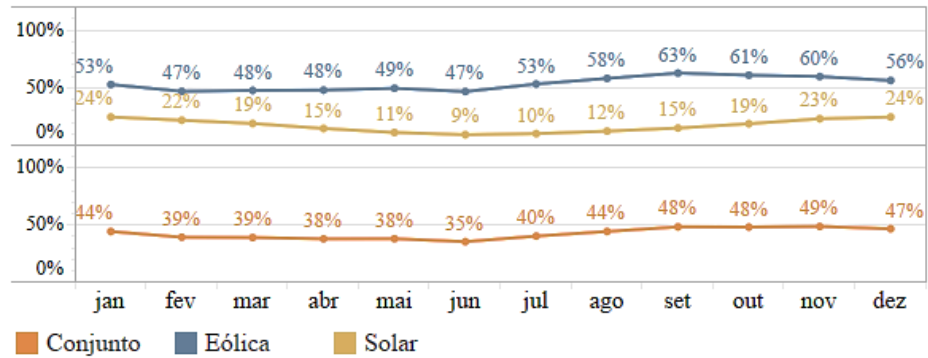


Figura 44 — Fator de capacidade mensal RS-01

Analogamente ao observado nas localidades do Rio Grande do Norte, observa-se que, em RS-01, a série eólica já apresenta comportamento bastante constante ao longo do dia, de modo que a complementação fotovoltaica apresenta menores sinergias se comparadas com as localidades no Estado da Bahia, conforme apresentado acima.

A Figura 45, apresenta as médias horárias de geração dessa localidade.

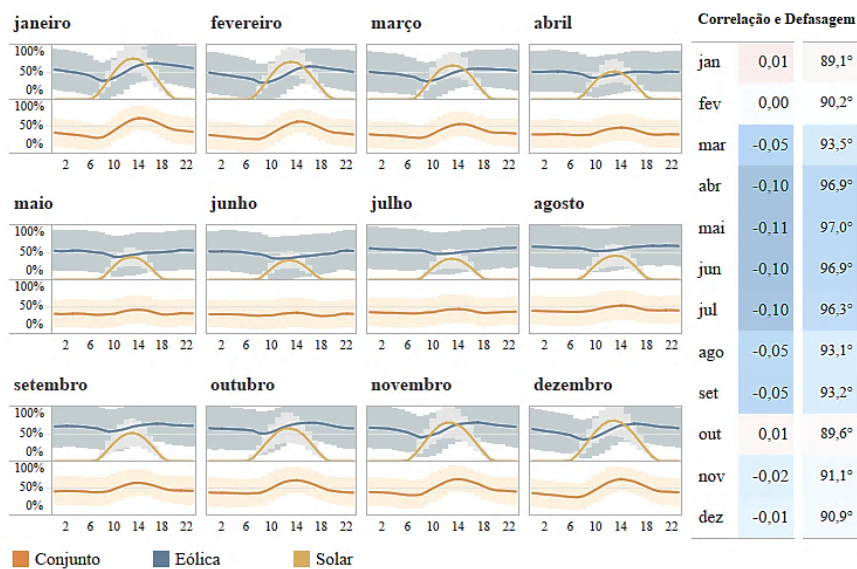


Figura 45 — Médias horárias de geração RS-01

Os gráficos expostos permitem analisar e comparar os perfis médios de comportamento das séries eólica e solar. Assim, é possível avaliar visualmente as formas complementares do perfil de comportamento dessas séries, já considerando a conversão desses recursos naturais em energia elétrica. Assim como observado nas análises de dispersão, nota-se, nos gráficos das médias de geração, que os perfis observados nas localidades da Bahia, visualmente, apresentaram os melhores potenciais de complementação da geração entre fontes, de modo que, na composição 30% solar e 70% eólico apresentada, a geração do parque híbrido passa a apresentar um perfil de geração bastante “planificado”.

Também há de se ressaltar que, para todas as localidades, embora as correlações e os perfis de geração não se mostrem estritamente complementares para todos os meses, sua associação é sempre sinérgica, pois o pior caso possível de associação seria a consideração totalmente individualizada dos parques geradores.

6.1.4 Análise das probabilidades horárias de potência

A análise das probabilidades⁶ horárias de geração têm como objetivo investigar as chances da produção do parque híbrido se encontrar em determinado patamar de potência, entre 0 e 100% da capacidade total do parque, para cada hora do dia e, assim, mapear os riscos de ultrapassagem das restrições de potência.

As simulações a seguir, assim como descrito no item 6.1.3, adotam um percentual em comum de 30% de participação em capacidade com a fonte solar e 70% da eólica. Para organização dos resultados, os gráficos são apresentados por trimestres, destacando aqueles que melhor representam os extremos, o que também é oportuno, posto que, também, se demonstram as variações de modo aproximado às estações do ano.

A primeira localidade apresentada é BA-01. Nota-se que, nessa região, durante as horas noturnas, a usina apresenta altas probabilidades (acima de 70%) de que sua componente eólica esteja gerando com potência nominal, e, obviamente, a componente solar estará nula, tornando o patamar de potência de saída entre 60% e 70% como o mais provável.

⁶ Ressalta-se que, conforme indicado no item 5.1, neste estudo, aplica-se o conceito de probabilidade epistemológica, aplicada quando não se tem conhecimento completo das circunstâncias causativas.

Já para as horas diurnas, as probabilidades então mais distribuídas, com pequenos acúmulos nos patamares entre 20% e 30% da capacidade máxima, como se observa pela escala de tons da cor verde nos gráficos a seguir. No gráfico da

Figura 46, apresentam-se os dados relativos ao primeiro trimestre, representativo da tendência descrita.

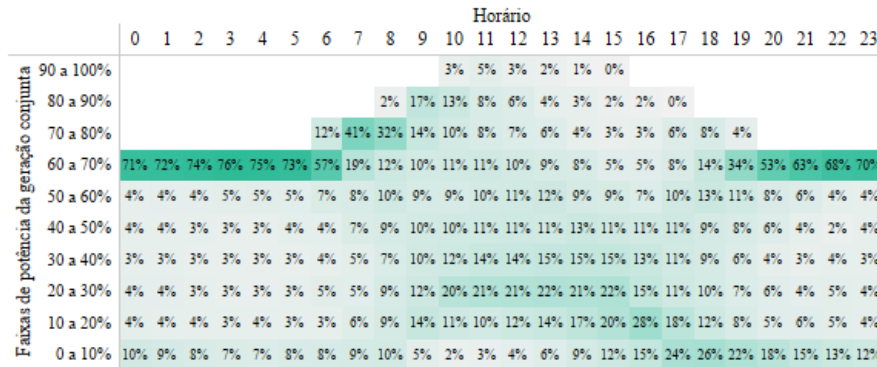


Figura 46 — Histograma de probabilidades horárias em BA-01 no 1º trimestre

O terceiro trimestre é marcado pelo aumento expressivo nos ventos da região, tendo ambas as componentes, tanto eólica, quanto solar, gerando em conjunto, o que torna a produção do complexo híbrido como mais provável entre os patamares de 70% a 90% de sua capacidade máxima, durante as horas diurnas, conforme a Figura 47.

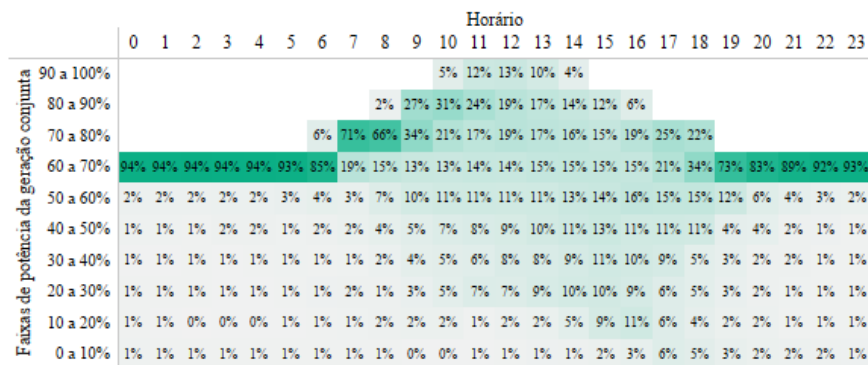


Figura 47 — Histograma de probabilidades horárias em BA-01 no 3º trimestre

Observa-se que, mesmo nas épocas do ano em que a abundância eólica reduz as sinergias da complementaridade eólico-solar, a probabilidade de produção máxima e concomitante, se mostra restrita a um intervalo de apenas 5 horas do dia, entre as 10 e 15 horas. A seguir, apresenta-se dados da localidade BA-02, que, embora possua perfil de ventos bastante similar

à BA-01, acima descrito, nota-se uma distribuição de probabilidades mais dispersa entre os patamares de potência de saída, vide Figura 48.

Faixas de potência da geração conjunta	Horário																								
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
90 a 100%												0%	1%	0%	0%	0%									
80 a 90%											1%	2%	3%	3%	3%	3%	2%	2%							
70 a 80%							0%	1%	3%	4%	6%	6%	8%	6%	6%	7%	8%	5%	1%						
60 a 70%	53%	49%	43%	36%	27%	20%	13%	7%	8%	10%	10%	13%	14%	11%	11%	10%	11%	13%	18%	33%	45%	54%	58%	57%	
50 a 60%	18%	19%	23%	23%	26%	25%	22%	17%	17%	16%	17%	19%	19%	19%	18%	12%	11%	14%	18%	19%	16%	17%	15%	16%	
40 a 50%	9%	11%	11%	15%	18%	19%	22%	22%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	18%	17%	16%	16%	14%	13%	12%	8%	7%	8%	
30 a 40%	4%	5%	7%	9%	11%	13%	16%	19%	20%	21%	19%	18%	18%	18%	20%	20%	17%	15%	13%	9%	8%	5%	5%	5%	
20 a 30%	4%	5%	5%	7%	8%	10%	12%	14%	15%	14%	15%	14%	13%	12%	14%	19%	15%	11%	10%	8%	5%	3%	3%	3%	
10 a 20%	4%	5%	5%	4%	5%	6%	8%	10%	12%	11%	8%	5%	5%	7%	7%	9%	15%	13%	10%	6%	5%	4%	4%	4%	
0 a 10%	7%	6%	6%	6%	6%	7%	8%	9%	6%	4%	2%	1%	1%	2%	3%	5%	6%	10%	13%	12%	10%	9%	8%	8%	

Figura 48 — Histograma de probabilidade horárias em BA-02 no 1º trimestre

Na localidade BA-03, observam-se distribuições de probabilidades com um aspecto, de certa forma, intermediário ao observado de BA-01 a BA-02, com as probabilidades das horas diurnas bem distribuídas entre patamares intermediários, porém, com uma notável acentuação da produção no terceiro trimestre, devido à melhora nos ventos — de acordo com a Figura 49 e Figura 50, respectivamente.

Faixas de potência da geração conjunta	Horário																								
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
90 a 100%												1%	1%	1%	1%	0%	0%								
80 a 90%											0%	3%	5%	4%	2%	2%	2%	1%	1%						
70 a 80%							0%	2%	6%	9%	10%	9%	6%	4%	3%	2%	3%	2%	2%						
60 a 70%	33%	32%	32%	32%	28%	24%	19%	10%	10%	14%	14%	14%	13%	10%	7%	4%	4%	3%	5%	14%	23%	31%	35%	34%	
50 a 60%	16%	18%	20%	23%	23%	24%	21%	18%	16%	17%	18%	18%	18%	17%	13%	9%	7%	7%	8%	11%	11%	13%	13%	14%	
40 a 50%	11%	13%	15%	14%	16%	17%	18%	19%	17%	16%	17%	19%	21%	22%	21%	14%	11%	10%	11%	10%	11%	8%	8%	9%	
30 a 40%	9%	9%	8%	8%	8%	10%	13%	15%	14%	15%	16%	16%	20%	24%	26%	25%	18%	15%	11%	10%	8%	7%	8%	8%	
20 a 30%	7%	6%	7%	7%	7%	8%	9%	13%	15%	12%	13%	13%	12%	15%	22%	32%	27%	19%	16%	13%	10%	10%	9%	8%	
10 a 20%	8%	8%	7%	5%	5%	6%	8%	8%	11%	11%	6%	4%	4%	4%	5%	10%	25%	24%	18%	13%	10%	9%	8%	8%	
0 a 10%	17%	14%	12%	12%	11%	12%	12%	14%	10%	4%	2%	2%	1%	2%	1%	2%	4%	20%	29%	29%	26%	22%	20%	18%	

Figura 49 — Histograma de probabilidades horárias em BA-03 no 1º trimestre

Faixas de potência da geração conjunta	Horário																								
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
90 a 100%												6%	18%	20%	16%	7%									
80 a 90%											2%	30%	40%	32%	28%	27%	27%	26%	13%						
70 a 80%							4%	33%	46%	34%	23%	21%	20%	19%	20%	20%	30%	38%	27%						
60 a 70%	85%	84%	83%	81%	78%	75%	69%	39%	21%	17%	14%	14%	14%	16%	13%	13%	13%	18%	34%	72%	79%	83%	85%	85%	
50 a 60%	9%	10%	11%	12%	15%	17%	17%	16%	9%	9%	8%	9%	12%	13%	12%	13%	14%	14%	12%	10%	9%	8%	8%	8%	
40 a 50%	3%	4%	4%	4%	5%	6%	7%	8%	6%	4%	4%	5%	7%	10%	12%	10%	11%	9%	6%	5%	3%	4%	3%		
30 a 40%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	4%	3%	2%	2%	2%	4%	7%	10%	10%	10%	7%	4%	3%	2%	1%	1%	
20 a 30%	1%	1%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	5%	7%	5%	4%	3%	2%	1%	1%	1%	
10 a 20%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	0%	0%							0%	2%	4%	3%	3%	2%	1%	1%	
0 a 10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%				0%						0%	1%	2%	1%	1%	1%	0%	

Figura 50 — Histograma de probabilidades horárias em BA-03 no 3º trimestre

Com base nas distribuições de probabilidades observadas para as localidades do interior da Bahia, percebe-se um bom potencial de exploração conjunta dessas fontes, sendo o terceiro trimestre a época do ano que requer maior atenção, pois a produção do parque poderá atingir sua capacidade máxima com certa frequência.

A próxima localidade, CE-01, é marcada por um regime eólico mais ameno nos dois primeiros trimestres do ano e bastante intenso no 3º e 4º trimestres, com certa coincidência dos picos de produção no período vespertino. Deste modo, não se observa grande potencial de exploração complementar eólico-solar nessa localidade.

Faixas de potência da geração conjunta	Horário																							
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
90 a 100%											0%	1%	1%	2%	2%	0%								
80 a 90%										1%	2%	3%	5%	6%	8%	10%	6%							
70 a 80%									0%	3%	5%	7%	8%	10%	11%	13%	15%	10%	2%					
60 a 70%	5%	3%	2%	2%	1%	1%	1%	0%	2%	5%	7%	11%	13%	13%	14%	13%	12%	13%	13%	13%	13%	12%	9%	6%
50 a 60%	6%	4%	4%	3%	3%	3%	2%	1%	5%	9%	14%	18%	20%	18%	16%	14%	13%	12%	12%	12%	12%	11%	9%	8%
40 a 50%	10%	9%	6%	5%	5%	6%	5%	9%	17%	22%	23%	18%	17%	16%	14%	15%	15%	14%	14%	13%	14%	13%	11%	
30 a 40%	13%	12%	11%	9%	8%	9%	9%	17%	25%	23%	20%	17%	15%	14%	14%	13%	16%	15%	14%	15%	15%	16%	15%	
20 a 30%	20%	20%	18%	17%	17%	18%	18%	21%	26%	22%	19%	13%	10%	11%	11%	11%	13%	15%	16%	16%	15%	16%	17%	19%
10 a 20%	20%	21%	25%	25%	26%	25%	25%	29%	29%	16%	7%	5%	6%	6%	6%	8%	9%	15%	16%	16%	17%	16%	16%	19%
0 a 10%	26%	30%	34%	38%	41%	40%	39%	35%	12%	3%	1%	1%	1%	1%	2%	3%	3%	5%	12%	15%	15%	16%	19%	22%

Figura 51 — Histograma de probabilidades horárias em CE-01 no 1º trimestre

Nota-se pelos histogramas do quarto trimestre, a seguir, que as situações mais prováveis durante as horas diurnas correspondem a altos patamares de potência de saída, o que denota baixa complementaridade, posto que o perfil de geração do parque híbrido requer disponibilidade de recursos de transmissão de modo similar à operação individualizada das fontes.

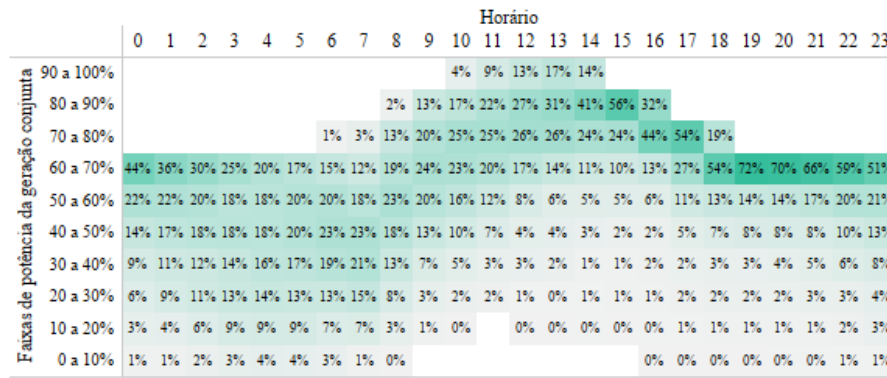


Figura 52 — Histograma de probabilidades horárias em CE-01 no 4º trimestre

Com regime de ventos similar ao observado no Ceará, a localidade RN-01, no Rio Grande do Norte, também é marcada por um regime eólico mais ameno nos dois primeiros trimestres do ano e bastante intenso no 3º e 4º trimestres, não se observando, também, grande potencial de exploração complementar eólico-solar nessa localidade. Conforme a Figura 53, a seguir, o histograma de probabilidades de geração para o terceiro (e mais crítico) trimestre, na localidade RN-01.

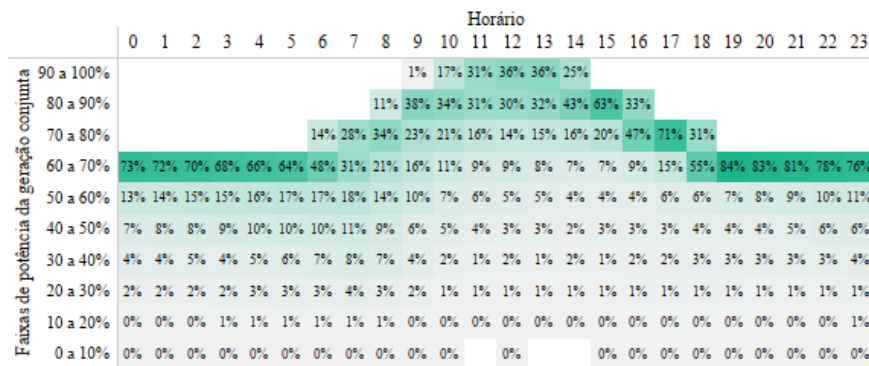


Figura 53 — Histograma de probabilidades horárias em RN-01 no 3º trimestre

Por último, apresentam-se as análises da localidade RS-01, que, conforme já descrito neste trabalho, apresenta ventos caracterizados por uma variabilidade elevada, sobretudo se comparados com os bem-comportados ventos do Nordeste continental.

Haja vista a não-linearidade das curvas de potência típica dos aerogeradores, observa-se que essas máquinas possuem tendência de alternar entre produção em potência nominal ou nula, o que é evidenciado pelos acúmulos de probabilidade nas faixas até 10% e de 60% a 70%. Por

consequente, ilustra-se, via Figura 54, o histograma de probabilidades observado nesta região (RS-01) para o quarto trimestre, de ventos mais fortes para a localidade.

Sob a ótica de patamares de potência, os gráficos expostos permitem analisar as distribuições das probabilidades de geração dos parques híbridos simulados ao longo do dia. Assim, evidenciam-se as chances de o parque ultrapassar limites de escoamento de energia estabelecidos, como também apontar para possibilidades de otimização da contratação dos MUST.

Faixas de potência da geração conjunta	Horário																							
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
50 a 55%														0%										
90 a 100%												7%	14%	19%	21%	20%	16%	1%						
80 a 90%										3%	13%	12%	11%	10%	13%	15%	17%	27%	16%					
70 a 80%										12%	19%	18%	13%	11%	13%	14%	15%	17%	19%	23%	31%	40%	31%	4%
60 a 70%	42%	40%	38%	37%	36%	33%	18%	9%	6%	6%	8%	7%	9%	8%	9%	9%	9%	9%	11%	15%	39%	43%	43%	43%
50 a 60%	6%	7%	8%	8%	7%	8%	8%	8%	6%	7%	7%	8%	8%	9%	10%	8%	7%	8%	8%	10%	8%	8%	7%	6%
40 a 50%	7%	7%	7%	7%	6%	8%	8%	8%	8%	8%	10%	11%	13%	12%	11%	7%	7%	7%	7%	8%	8%	7%	7%	7%
30 a 40%	7%	7%	7%	7%	9%	9%	9%	9%	10%	12%	15%	16%	12%	10%	10%	11%	9%	8%	8%	8%	8%	7%	6%	7%
20 a 30%	8%	9%	9%	9%	10%	10%	11%	13%	14%	15%	21%	16%	7%	5%	4%	6%	9%	11%	10%	9%	8%	9%	8%	7%
10 a 20%	8%	9%	9%	10%	10%	10%	11%	14%	21%	21%	9%	5%	3%	3%	2%	3%	4%	7%	10%	9%	10%	10%	10%	10%
0 a 10%	21%	22%	21%	22%	23%	23%	23%	20%	14%	7%	4%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	6%	12%	15%	16%	18%	19%

Figura 54 — Histograma de probabilidades horárias em RS-01 no 4º trimestre

6.2 Caracterização das séries de dados medidos

Os dados observados para as séries horárias medidas apresentaram perfil em linha com o observado nas localidades análogas das séries de *mesoescala* reconstituídas, bem como com os apontamentos indicados pelo estudo do comportamento atmosférico dessas regiões. Assim, vê-se indicativos de boa confiabilidade nos dados obtidos por este estudo, que suplantaram as simulações e estudos de otimização subsequentes. Nos gráficos do quadro da

Figura 55, apresenta-se uma visão geral dessas séries.

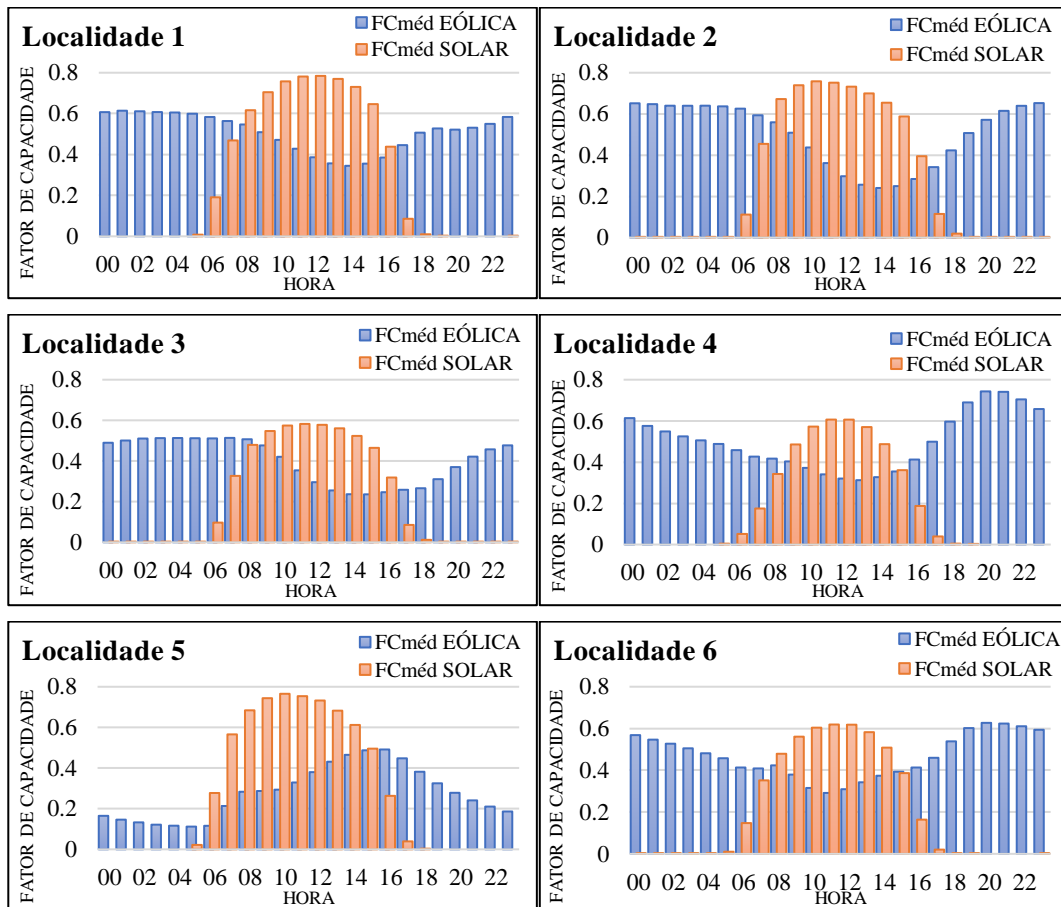


Figura 55 — Fator de capacidade, horário, médio por localidade

Por meio dos fatores de capacidade médios, em base horária, observados para cada uma das seis localidades selecionadas, é possível observar a complementaridade horária solar-eólica, sobretudo nas localidades em que a geração eólica no período diurno ocorre em menor intensidade se comparada com a geração noturna.

Ainda, observa-se que, embora as séries de dados horários medidos — obtidas conforme procedimento já descrito — estejam normalizadas pela capacidade máxima de produção de seus respectivos parques geradores, algumas localidades apresentaram particularidades em seu perfil de geração, provavelmente relacionadas com a tecnologia de aerogeradores aplicada a tal usina. Por exemplo: nota-se para a localidade 5 um fator de capacidade médio de produção bastante inferior ao observado nas demais localidades. Isto decorre da predominância de usinas eólicas mais antigas nessa região, onde se utilizam altura de torre inferiores e geradores de tecnologias mais antigas e menos eficientes.

6.2.1 Análise das médias de geração

A seguir, apresenta-se uma análise dos perfis médios horários e mensais observados para cada localidade estudada.

Primeiramente, para a Localidade 1, observam-se, pela Figura 56, os fatores de capacidade mensais observados.

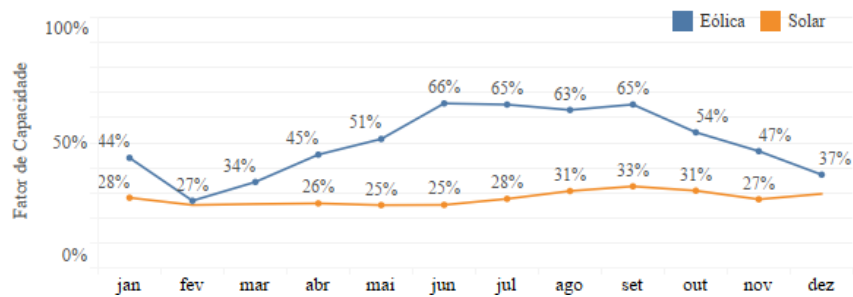


Figura 56 — Fator de capacidade mensal da Localidade 1

Nota-se que, em base mensal, a complementaridade não é muito pronunciada.

A Figura 57, apresenta os perfis médios de geração eólica e solar dessa localidade.

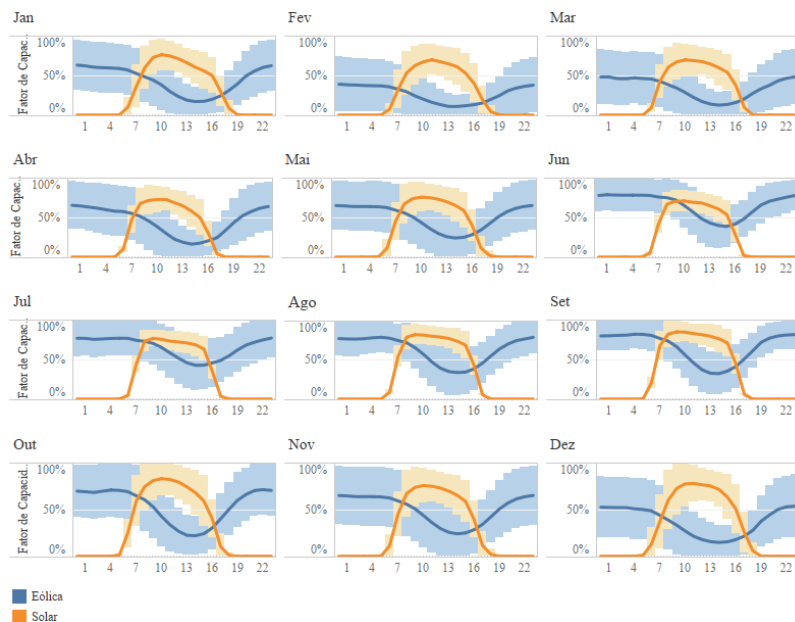


Figura 57 — Médias horárias de geração da Localidade 1

A Localidade 2 se encontra geograficamente próxima à região da série de dados de *mesoescala* BA-2, com a qual se observa forte similaridade dos perfis de geração. De acordo com a Figura 58, pode-se verificar a sazonalidade da geração eólica e solar nessa região.

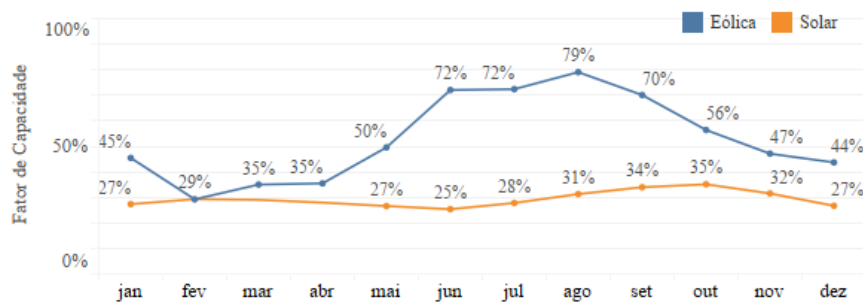


Figura 58 — Fator de capacidade mensal da Localidade 2

Os perfis de vento da região apresentam um significativo aumento na produção média entre os meses de junho a setembro, como se nota pela Figura 58. Contudo, na escala mensal, os perfis eólicos e solares não se mostram complementares, porém, quanto aos perfis horários, a Localidade 2 apresenta forte complementaridade, como se pode observar pelos gráficos da Figura 59.

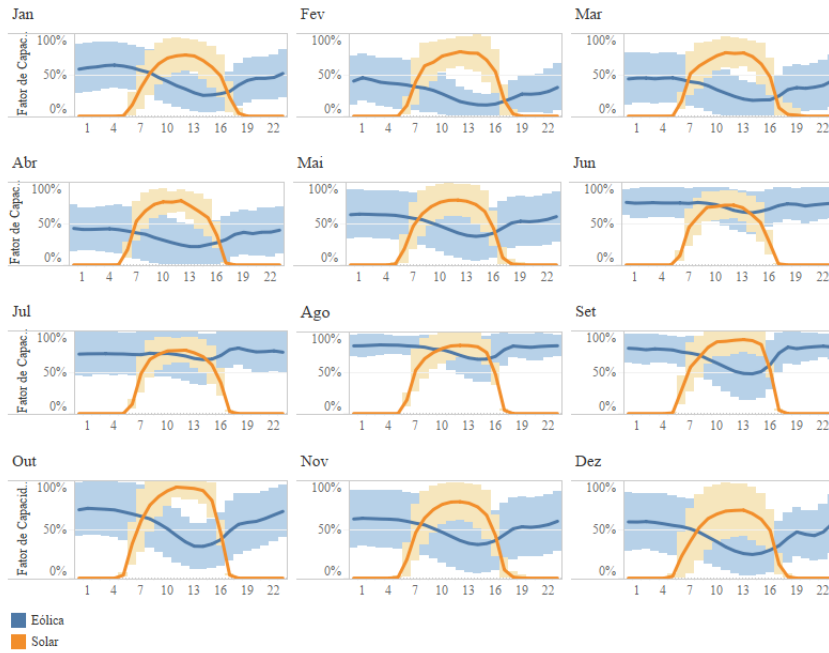


Figura 59 — Médias horárias de geração da Localidade 2

Não obstante, dada a proximidade e a similaridade geográfica, estende-se, para Localidade 3, as análises e observações da Localidade 2. Poderão ser observados na Figura 60, a seguir, os perfis mensais das séries de dados dessa região.

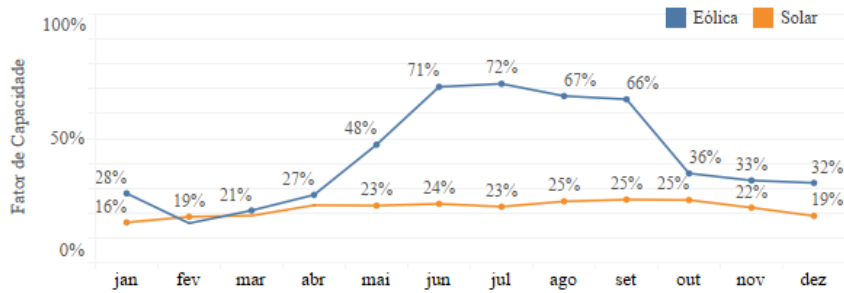


Figura 60 — Fator de capacidade mensal da Localidade 3

A Figura 61, apresenta os perfis horários das séries de dados dessa região.

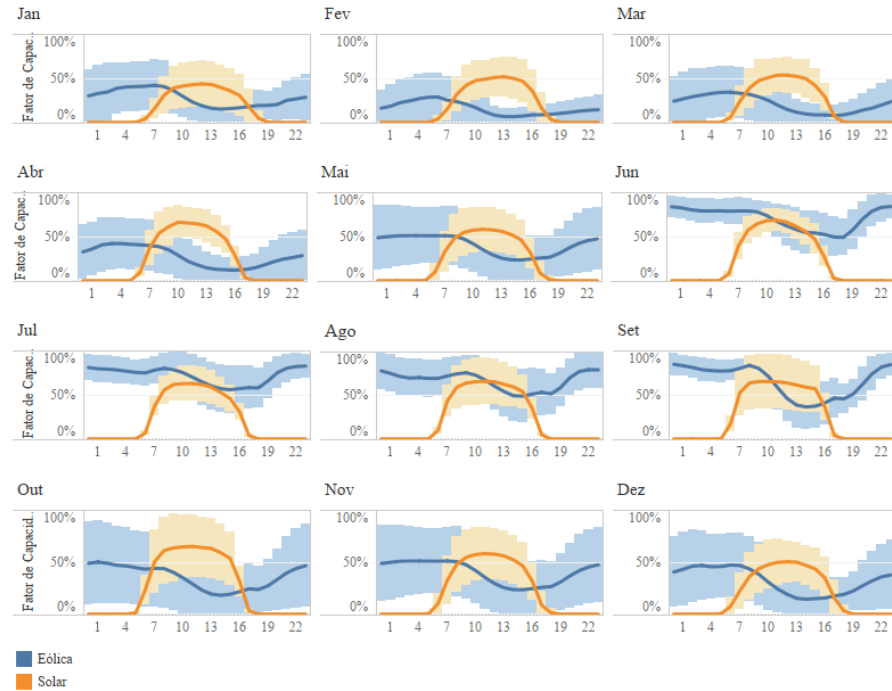


Figura 61 — Médias horárias de geração da Localidade 3

A seguir, para a Localidade 4, apresentam-se, primeiramente, seus perfis de geração mensais, conforme a Figura 62. Quanto às médias mensais de geração, observa-se o mesmo comportamento pouco complementar das localidades anteriormente apresentadas

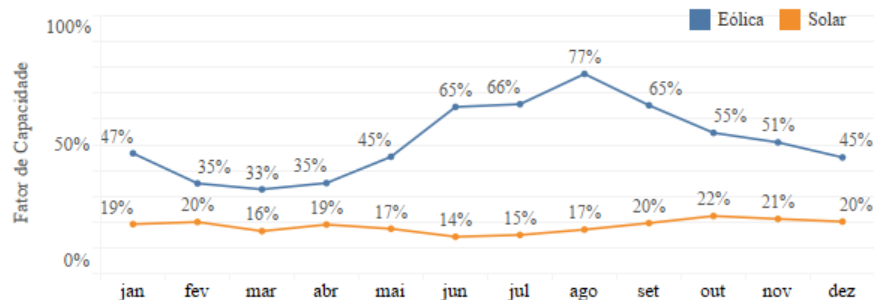


Figura 62 — Fator de capacidade mensal da Localidade 4

Já para os perfis horários, embora essa região seja descrita no capítulo 3.4 como Nordeste continental, apresenta uma alteração no seu perfil de geração eólica, com a produção formando um pico no início da noite e descendendo ao longo da madrugada e início da

manhã, distinto ao padrão de “platô” de geração máxima durante toda a madrugada observado nas Localidades 1, 2 e 3. Demonstram-se os perfis de geração observados nessa localidade, conforme a Figura 63.

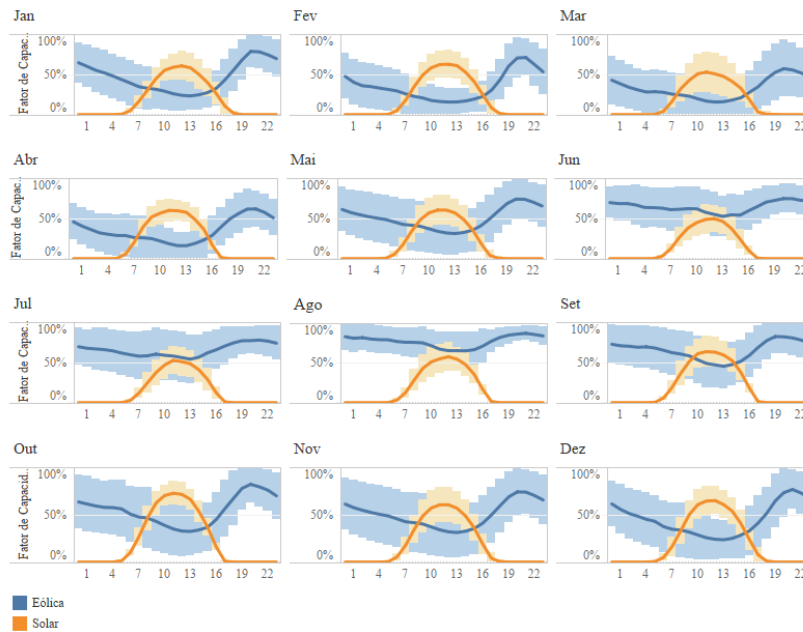


Figura 63 — Médias horárias de geração da Localidade 4

As Localidades 5 e 6, a seguir, possuem correspondência geográfica com a série de dados de *mesoescala* RN-01. Não obstante, os perfis observados nessas áreas são muito similares e marcados pelo padrão indicado no capítulo 3.4.1, onde são descritas as características da região eólica do Litoral Norte-Nordeste, sub-região 2.

Ressalta-se em particular a Localidade 5, onde os fatores de capacidade se mostraram significativamente inferiores aos observados para as demais séries. Isto decorre da tecnologia mais antiga das usinas consideradas no levantamento de dados dessa área. Verificam-se os perfis de geração da Localidade 5, conforme a Figura 64 e na Figura 65 são apresentadas as médias mensais de produção da mesma Localidade 5.

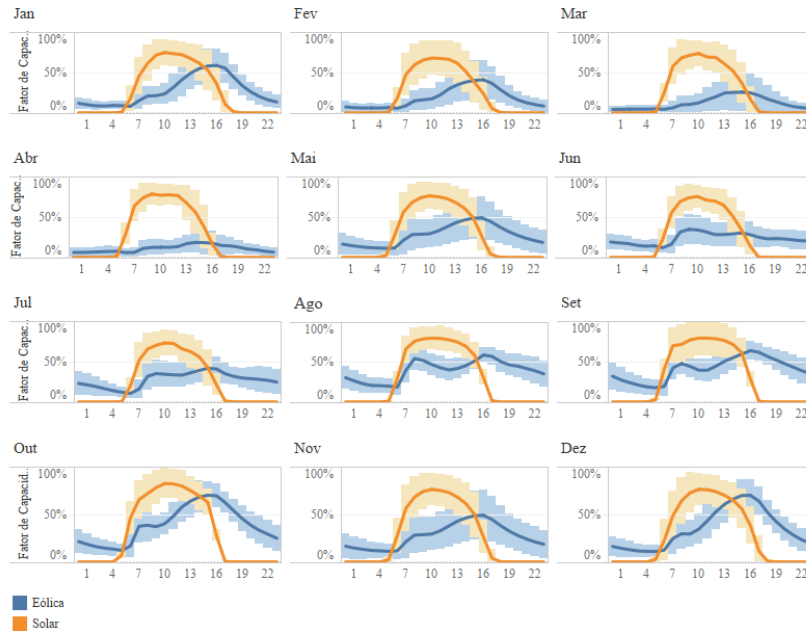


Figura 64 — Médias horárias de geração da Localidade 5

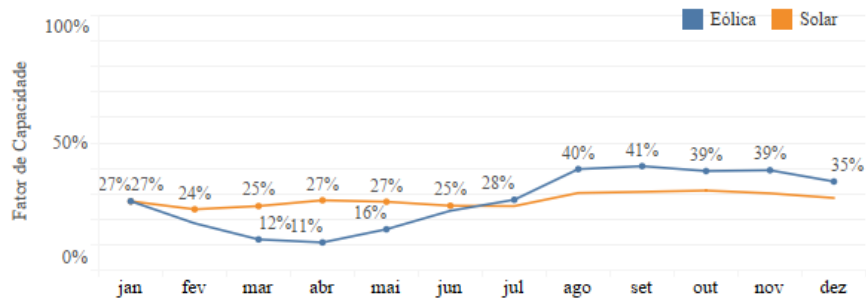


Figura 65 — Fator de capacidade mensal da Localidade 5

Por fim, verificam-se a seguir, pelos gráficos da Figura 66, os perfis horários de geração eólica e solar da Localidade 6.

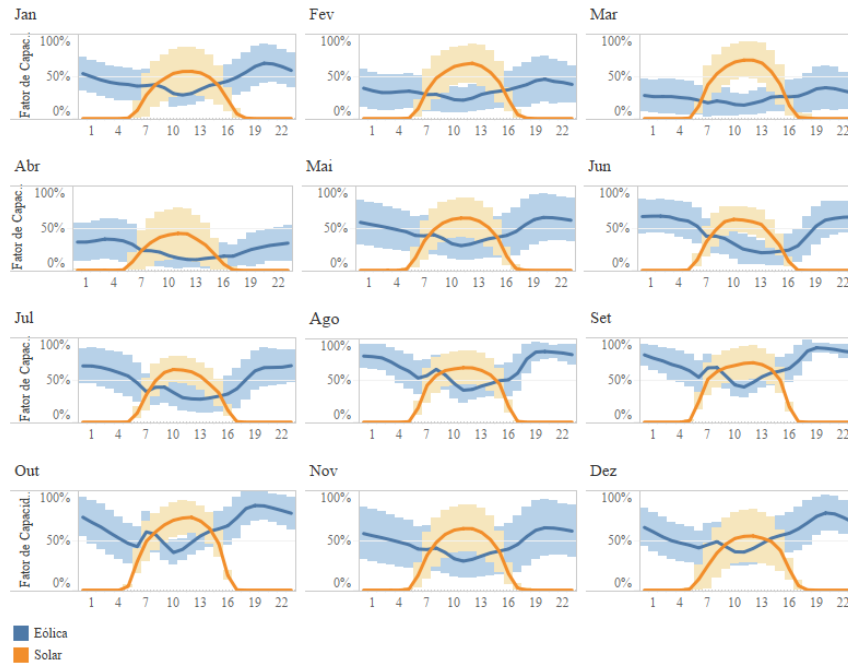


Figura 66 — Médias horárias de geração da Localidade 6

A Figura 67, apresenta a sazonalidade mensal de produção observada para as séries da Localidade 6.

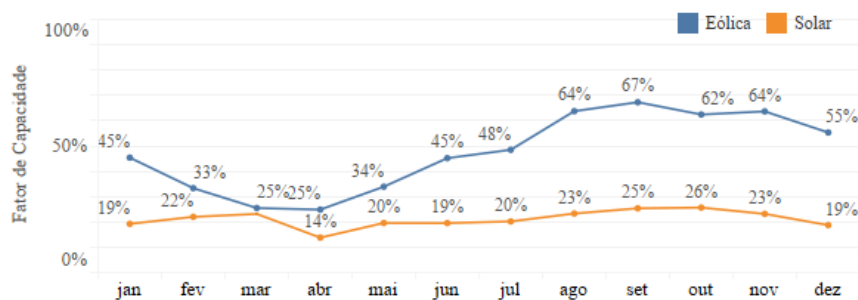


Figura 67 — Fator de capacidade mensal da Localidade 6

Assim, em linha com as observações indicadas nos capítulos anteriores, acerca do comportamento atmosférico do Nordeste brasileiro, os gráficos expostos evidenciam os perfis complementares das séries eólicas e solares, bem como validam as séries de dados de *mesoescala*, dada as similaridades observadas.

7 MODELOS DE OTIMIZAÇÃO DAS MARGENS DE TRANSMISSÃO

Este capítulo compreende a elaboração de modelos de otimização que explorem os possíveis benefícios da operação conjunta de plantas eólicas e fotovoltaicas. Desta forma, foram concebidos cenários operativos para esses parques que englobam aspectos, tais como: (i) análise de fator de corte na geração dos projetos híbridos com base no limite de escoamento; (ii) operações conjuntas a sistemas de armazenamento; e (iii) maximização dos resultados econômicos de curto prazo.

No contexto das modelagens e simulações previstas, observa-se que é considerada a participação das fontes solar e eólica, bem como as condições de contorno presentes em situações típicas de implantação de novos projetos híbridos (“*greenfields*”⁷) e de usinas em processos de hibridização (por exemplo: acoplamento de novo projeto a usina já em operação).

Os modelos previstos para a análise de usinas híbridas englobam diferentes vertentes, assim como as questões de corte de geração, contratação de MUST, contratação de energia, sistemas de armazenamento, otimização da operação, dentre outras, sendo que existem conexões entre as vertentes que devem ser apropriadamente modeladas. Neste cenário, adota-se como estratégia de desenvolvimento computacional a implantação de versões intermediárias que refletem os avanços incrementais e sequenciais da evolução dos modelos desenvolvidos ao longo deste estudo, de forma que as complexidades foram incorporadas gradativamente.

Neste trabalho são apresentados três modelos que refletem os desenvolvimentos realizados (vide Figura 68) e que objetivam suportar as diferentes análises que envolvem, por exemplo, questões de corte de geração, contratação de MUST, utilização de sistemas de armazenamento e contratação de energia com iterações no Mercado de Curto Prazo (MCP).

Os três modelos apresentados neste capítulo são:

Modelo 1: Otimização do MUST *versus* corte de geração, com base em séries históricas de geração;

⁷ *Greenfield*: termo estrangeiro comumente aplicado em gestão de projetos para quando o produto do projeto é realizado a partir do zero, em situações em que não se conta com instalações pré-existentes que possam ser incorporadas ao produto do projeto.

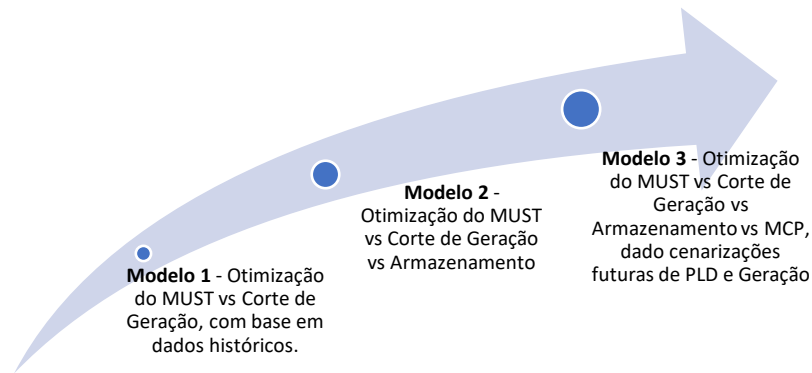


Figura 68 — Modelos de Otimização de MUST para Usinas Híbridas Eólica-Solar

Modelo 2: Otimização do MUST, considerando corte de geração, existência de Sistema de Armazenamento de Energia (SAE), condições contratuais de comercialização de energia (ex. exposições ao MCP) e séries históricas de geração.

Modelo 3: Otimização do MUST, considerando corte de geração, existência de SAE e condições contratuais de comercialização de energia (por exemplo: exposições ao MCP), levando-se em conta as cenarizações futuras de preço e geração.

7.1 Modelo 1: Otimização de MUST de usina híbrida sem armazenamento e sem efeitos do MCP

No Brasil, o sistema elétrico é interligado, salvo algumas localidades da região Norte, que ainda estão isoladas. Assim, a ampla maioria de consumidores e usinas operam *ongrid*, ou seja, conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Conforme os Procedimentos de Rede do ONS (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2020), as redes de alta tensão são denominadas “rede básica” e todos os consumidores e geradores conectados diretamente àquela devem pagar encargo por seu uso, denominado Encargo de Uso dos Sistemas de Transmissão (EUST). Assim, para a determinação do EUST, o consumidor e/ou gerador deve definir e contratar um Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), que corresponde à potência máxima (em kW ou MW), e que será injetada ou consumida no ponto de conexão contratado, sendo aplicadas penalidades, previstas na regulação vigente, em caso de ultrapassagem do montante contratual.

O modelo tarifário do sistema de transmissão brasileiro é nodal, assim, cada ponto de conexão pode possuir uma tarifa independente, determinada pelo órgão regulador do setor — a ANEEL —, com base em simulações computacionais. Tal tarifa é denominada Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

O EUST a ser pago pelos agentes resulta da multiplicação da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão pelo Montante pela Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão, conforme Equação 7:

$$EUST = MUST \times TUST \quad (7)$$

Uma das principais questões regulatórias que restringe a potencialidade de implantação de projetos híbridos se dá justamente na questão da contratação do MUST. O regramento vigente estipula que os agentes devem contratar o montante equivalente a 100% da potência nominal da usina, descontadas as perdas do sistema de conexão de uso exclusivo.

Desta forma, no caso de projetos híbridos ou associados, os arranjos deveriam contratar 100% da soma das capacidades nominais individuais, isto é, o equivalente a 100% da capacidade nominal da usina híbrida ou associada. A implicação dessa regra é que a ociosidade verificada no escoamento individual das fontes não controláveis, como a eólica e a solar, só aumentaria, o que não contribuiria na otimização dos recursos locais disponíveis.

Não obstante, o primeiro modelo desenvolvido neste trabalho tem como objetivo otimizar a contratação do MUST de uma usina híbrida eólica-solar, considerando a possibilidade de corte de geração.

No arranjo híbrido — considerado nessa versão do modelo — adota-se a composição de usina híbrida sem SAE acoplado e a existência de regime de contratação de energia sem exposições aos efeitos do Mercado de Curto Prazo (MCP). Também se adota como premissas regulatórias:

- a) a possibilidade de contratação do MUST, entre zero e a soma da potência nominal do conjunto, para o caso de usinas híbridas “*greenfield*”; e
- b) a contratação entre a potência nominal da usina existente e a soma da potência nominal do conjunto, para o caso de usinas em processo de hibridização.

O modelo de otimização objetiva definir o montante ótimo do MUST que o agente pode contratar, ponderando-se os resultados financeiros (economias) advindos da contratação do MUST *versus* a geração ‘cortada’ por falta de capacidade de escoamento (limitado pelo MUST contratado). Portanto, o racional pauta-se pelo *trade-off* entre o nível ótimo de contratação do MUST e a energia não transacionada por causa do corte de geração (*curtailment*).

A função objetivo do modelo maximiza a economia com o EUST, considerando os seguintes parâmetros de entrada:

- a) Série histórica de geração da usina (de cada uma das fontes eólica e solar que compõem o arranjo avaliado);
- b) Preço de contrato (de venda da energia gerada);
- c) Tarifa paga pelo uso do sistema de transmissão (TUST).

A maximização da economia financeira com o EUST ocorre com a obtenção do MUST ótimo a contratar. Em outras palavras: o modelo basicamente pondera a possibilidade de economia com a redução do EUST; ao se reduzir o MUST — cotejada com a possível redução de receita contratual decorrente do descarte da geração acima da capacidade de escoamento do ponto de conexão —, limita-se a venda da energia gerada no projeto. A Figura 69 ilustra o esquemático do modelo básico de otimização do MUST.

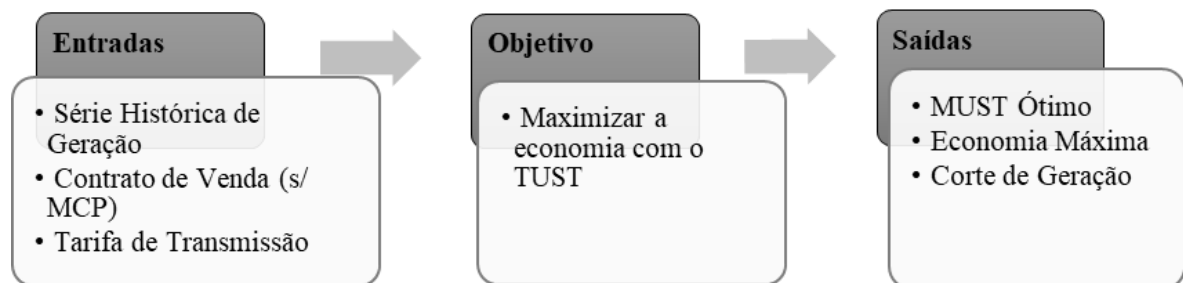


Figura 69 — Esquemático do Modelo de Otimização do MUST

Cabe observar que o desenvolvimento deste modelo também se balizou por algumas premissas regulatórias importantes, haja vista a questão de incidência de penalização por ultrapassagem, premissas às quais os agentes estão sujeitos, em relação ao montante contratado (MUST), que rebate na questão de contratação otimizada do MUST. Nos termos dos Submódulos 15.7 e 15.8 dos Procedimentos de Rede do ONS (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2020), têm-se que:

- O MUST verificado das instalações de geração, contratadas em caráter permanente, é integralizado em intervalos de 15 minutos;
- A Parcela de Ineficiência por Ultrapassagem (PIU) será devida por ponto de conexão quando o máximo MUST verificado do mês, referente à potência elétrica injetada no sistema, for maior que 101% do MUST em caráter permanente;
- A PIU é calculada por (Equação 8):

$$PIU = 3 \cdot TUST \cdot (MUST_V - (1,01 \cdot MUST_{PER})) \quad (8)$$

Observando-se a formulação da PIU, nota-se que a penalização é mensurada com base na diferença entre o MUST verificado ($MUST_V$) e o contratado ($MUST_{PER}$). Assim, conceitualmente, ter-se-iam duas possibilidades de estratégias de otimização do MUST:

- Estratégia 1: Reduzir o percentual de contratação do MUST, buscando uma economia de custos fixos com a transmissão. Em complemento, limitar a potência de saída do parque a esse montante, ‘descartando’ eventual geração (e receitas associadas) que ocorreria caso a geração superasse este patamar;
- Estratégia 2: Reduzir a contratação da MUST, buscando uma economia de custos fixos com a transmissão e arcar com eventuais custos de ultrapassagem.

Entretanto, ressalta-se que as recomendações do ONS, para a contratação do MUST, visam assegurar o respeito ao nível de solicitação da rede de conexão e integração, que seja coerente ao dimensionamento dos sistemas de transmissão considerado adequado pelo planejamento centralizado do SIN. Assim, não seria recomendada a prática de otimização dos pagamentos de penalidades *versus* economias com MUST.

Não obstante, em simulações de casos preliminares, já se observou que as penalidades cobradas por ultrapassagens da capacidade de escoamento contratada comprometeram os resultados obtidos pela Estratégia 2 em comparação à Estratégia 1. Este fato é aderente à expectativa, pois as penalidades cobradas visam justamente desestimular a ultrapassagem dos limites contratados. Ademais, a ultrapassagem dos limites de potência contratada pode levar a outras sanções e penalidades contratuais, tais como a perda do desconto por uso do fio, que não foram contempladas neste trabalho.

Para pronta referência, apresenta-se, na Tabela 5, um resultado comparativo entre as duas estratégias, para um estudo de caso exemplo.

Tabela 5 — Estudo de caso comparativo entre Estratégias 1 e 2

Localidade	Composição	Estratégia 1 <i>Curtailment</i>		Estratégia 2 Penalidades	
		MUST ótimo	% Economia	MUST ótimo	% Economia
Interior da Bahia	60% UFV + 40% EOL	95,9%	5,3%	94,5%	3,1%

Em decorrência dessas constatações, as análises realizadas neste estudo se fundamentaram exclusivamente na Estratégia 1 e estão ancoradas nas premissas regulatórias que permitem: (i) a possibilidade de contratação do MUST entre zero e a soma da potência nominal do conjunto, para o caso de usinas híbridas “*greenfield*”; e (ii) a contratação entre a potência nominal da usina existente e a soma da potência nominal do conjunto, para o caso de usinas em processo de hibridização.

7.1.1 Metodologia e equacionamento do modelo 1

O modelo de otimização desenvolvido consta de dois módulos que são executados sequencialmente. O primeiro determina o MUST ótimo que maximiza as economias com o EUST e o segundo demonstra o mínimo MUST que poderia ser contratado pela usina híbrida, garantindo um resultado econômico equivalente à operação dissociada dessas mesmas usinas de modo dissociado.

No primeiro módulo, que determina o MUST ótimo, que maximiza as economias com o EUST de um dado parque gerador, as economias são definidas conforme Equação 9:

$$\%Economia = \frac{TUST \cdot \%desconto \cdot (MUST_{100\%} - MUST_{\acute{o}timo}) - Receita_{descartada}}{TUST \cdot \%desconto \cdot MUST_{100\%}} \quad (9)$$

onde:

$MUST_{100\%}$: corresponde à contratação integral de MUST para cobertura da capacidade nominal do parque gerador;

$MUST_{\acute{o}timo}$: corresponde à contratação otimizada de MUST;

$\%desconto$: deflador que corresponde ao desconto efetivo percebido pelo empreendedor em sua tarifa final de transmissão, tendo em vista que os percentuais de desconto previstos em regulação se aplicam exclusivamente sobre a TUST. Desta forma, o primeiro módulo de otimização pode ser descrito da seguinte forma:

$$\text{Função objetivo: Maximizar } (\%Economia) \quad (10.1)$$

Sujeito a:

$$0\% < \%MUST_{\acute{o}timo-1} \leq 100\% \quad (10.2)$$

onde:

$\%MUST_{\acute{o}timo-1}$: corresponde ao percentual do MUST original ($MUST_{100\%}$) a ser contratado como resultado do primeiro ponto notável desta otimização.

O resultado deste primeiro módulo determina o quanto a usina híbrida avaliada pode ser tão competitiva em relação a um conjunto análogo operando de forma dissociada. Já o segundo módulo de otimização visa encontrar o MUST para o qual as economias são nulas, restrito à condição de $MUST_{\acute{o}timo} < 100\%$ Capacidade Máxima. Este segundo resultado da otimização visa demonstrar qual poderia ser o mínimo MUST contratado da usina híbrida, garantindo um resultado econômico equivalente à operação das mesmas usinas de modo dissociado, cada qual com MUST equivalente a 100% de suas respectivas capacidades máximas. Assim, o segundo módulo pode ser expresso da seguinte forma:

$$\text{Função objetivo: Minimizar } (\%MUST_{\acute{o}timo-2}) \quad (11.1)$$

Sujeito a:

$$0 \% < \%MUST_{\acute{o}timo-2} \leq 100\% \quad (11.2)$$

$$\% \text{ Economia} = 0 \quad (11.3)$$

Ambos os problemas de otimização descritos foram resolvidos por meio da ferramenta de “Solver algébrico”, do Microsoft Excel, empregando o método de solução GRG Não Linear. Observa-se que os pontos de ótimo, descritos acima, são, na verdade, dois pontos notáveis da curva de sensibilidade entre MUST e percentual de economia.

Na Figura 70 é apresentada a curva de sensibilidade das economias *versus* o MUST contratado para a localidade BA-01; a composição escolhida foi de 70% eólica e 30% solar, conforme análises prévias apresentadas nos capítulos anteriores.

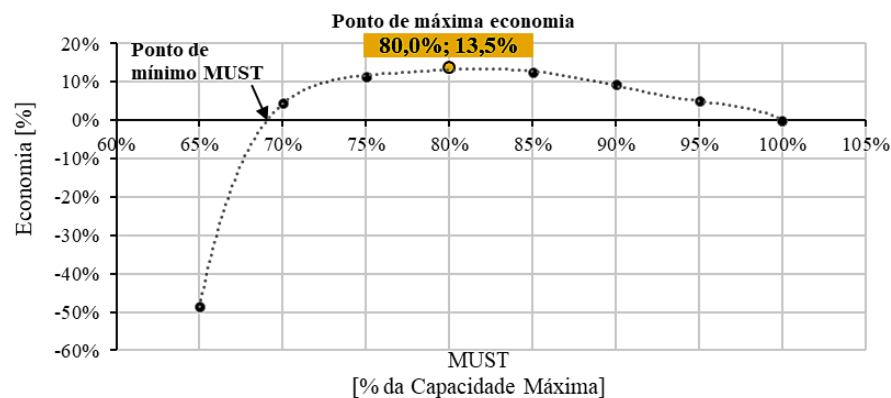


Figura 70 — Curva de otimização de MUST, BA-01, 70% EOL e 30% UFV

Assim, com base nos modelos de otimização apresentados neste tópico, também se estudou as economias e os MUST otimizados para diferentes composições eólico-solar de cada localidade. Os resultados da localidade BA-01 são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 — Otimização do MUST por composição híbrida em BA-01

Local	% EOL	% SOL	Mínimo MUST para economia nula	MUST otimizado para máx. economia	Máxima economia
BA-01	100%	0%	99,0%	99,0%	1,0%
	90%	10%	89,1%	91,4%	6,2%
	80%	20%	79,1%	85,0%	10,3%
	70%	30%	69,3%	80,0%	13,5%
	60%	40%	62,0%	76,9%	15,9%
	50%	50%	58,1%	74,7%	17,6%
	40%	60%	56,4%	73,7%	18,6%
	30%	70%	57,7%	74,2%	18,2%
	20%	80%	58,9%	75,3%	17,4%
	10%	90%	62,5%	79,9%	14,7%
	0%	100%	68,9%	82,6%	10,5%

Observa-se que, qualquer composição eólico-solar apresenta economias, sendo a composição que maximiza a economia dada por uma combinação de aproximadamente 40% eólico e 60% solar, em percentual da capacidade máxima de geração.

Pelo gráfico da Figura 71, nota-se que a curva de MUST otimizado possui uma característica abaulada, com o ponto de menor MUST para a composição 40% EOL e 60% UFV. Tal formato decorre justamente da boa complementaridade entre os recursos energéticos estudados nesse sítio, evidenciando suas sinergias operativas.

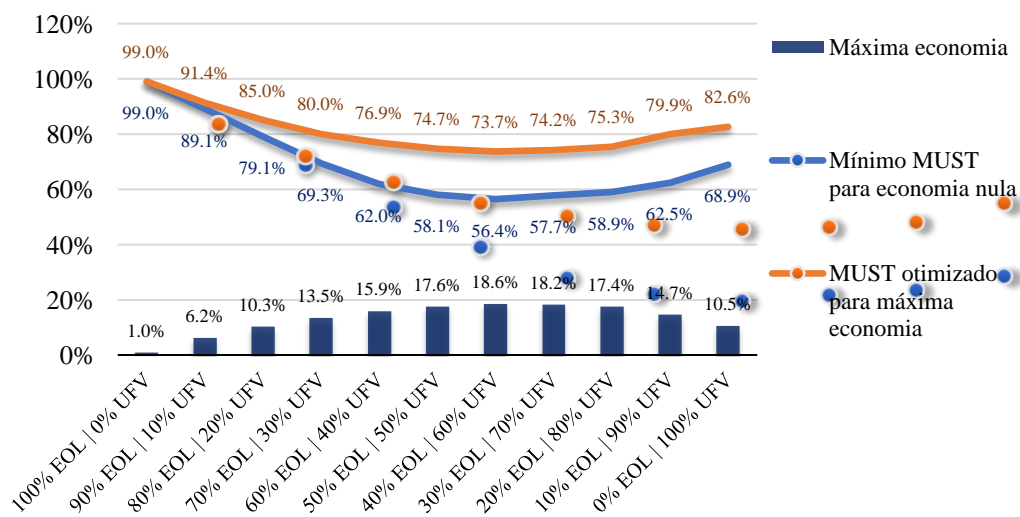


Figura 71 — Otimização de MUST para composições eólico-solar em BA-01

Nota-se que, em um parque de geração exclusivamente solar-fotovoltaica há, naturalmente, uma possibilidade de otimização do MUST, uma vez que os eventos possíveis em que tal usina atinja sua capacidade máxima de produção são concentrados próximos ao meio-dia. Logo, têm-se, para a composição 100% solar, uma economia possível de 10,5%; já para a composição 100% eólica, a economia possível é de apenas 1%, pois o parque puramente eólico possui grande probabilidade de eventos em que a usina se encontra produzindo em capacidade nominal. Na sequência, apresentam-se na Tabela 7 os resultados de BA-02.

Tabela 7 — Otimização do MUST por composição híbrida em BA-02

Local	% EOL	% SOL	Mínimo MUST para economia nula	MUST otimizado para máx. economia	Máxima economia
BA-02	100%	0%	99,0%	99,0%	1,0%
	90%	10%	86,2%	89,3%	8,4%
	80%	20%	75,4%	81,0%	14,3%
	70%	30%	65,8%	75,3%	18,7%
	60%	40%	57,5%	71,5%	21,6%
	50%	50%	52,9%	69,7%	23,1%
	40%	60%	52,5%	69,9%	23,2%
	30%	70%	55,5%	73,4%	20,6%
	20%	80%	57,2%	75,0%	19,1%
	10%	90%	61,6%	78,5%	15,2%
	0%	100%	67,5%	82,0%	10,5%

Destaca-se, nessa localidade, a grande economia observada, da ordem de 23%, para um arranjo de composição entre 50% e 60% solar, como apresentados nos gráficos da

Figura 72, a seguir.

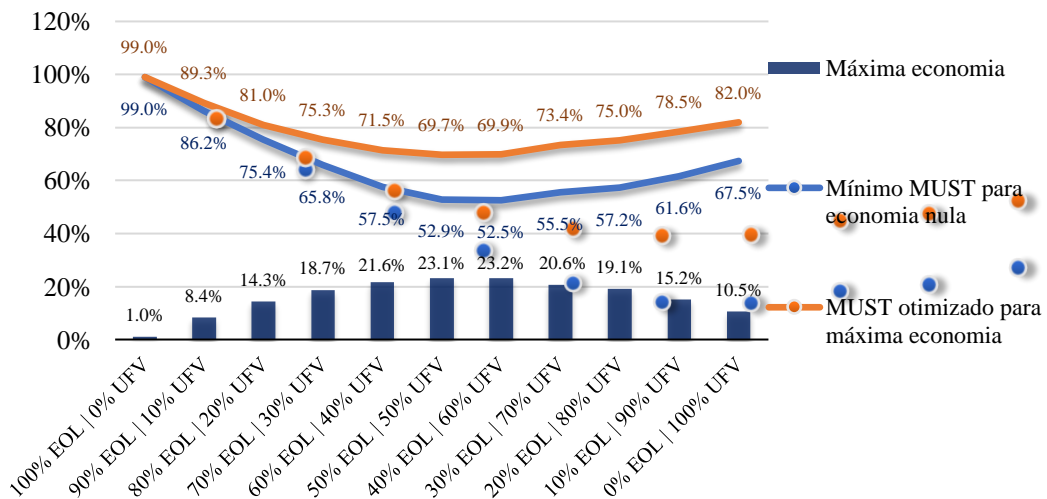


Figura 72 — Otimização de MUST para composições eólico-solar em BA-02

Em BA-03, os resultados se assemelham ao observado em BA-01, sobretudo pelo comportamento similar dos recursos eólico e solar dessa região devido à característica climatológica em comum desses locais, conforme descrito no capítulo 2. Na Tabela 8 apresentam-se os resultados dessa localidade.

Tabela 8 — Otimização do MUST por composição híbrida em BA-03

Local	% EOL	% SOL	Mínimo MUST para economia nula	MUST otimizado para máx. economia	Máxima economia
BA-03	100%	0%	99,0%	99,0%	1,0%
	90%	10%	88,1%	91,5%	5,7%
	80%	20%	78,3%	86,9%	9,4%
	70%	30%	69,4%	82,2%	12,2%
	60%	40%	64,7%	79,3%	14,6%
	50%	50%	62,0%	77,4%	16,2%
	40%	60%	61,1%	76,5%	17,0%
	30%	70%	63,3%	77,9%	16,4%
	20%	80%	64,8%	79,0%	15,5%
	10%	90%	68,8%	82,0%	12,6%
	0%	100%	74,3%	86,5%	8,3%

Para uma composição 60% solar, as economias máximas observadas nessa região foram da ordem de 17%. A Figura 73 apresenta os gráficos dos resultados observados para essa localidade.

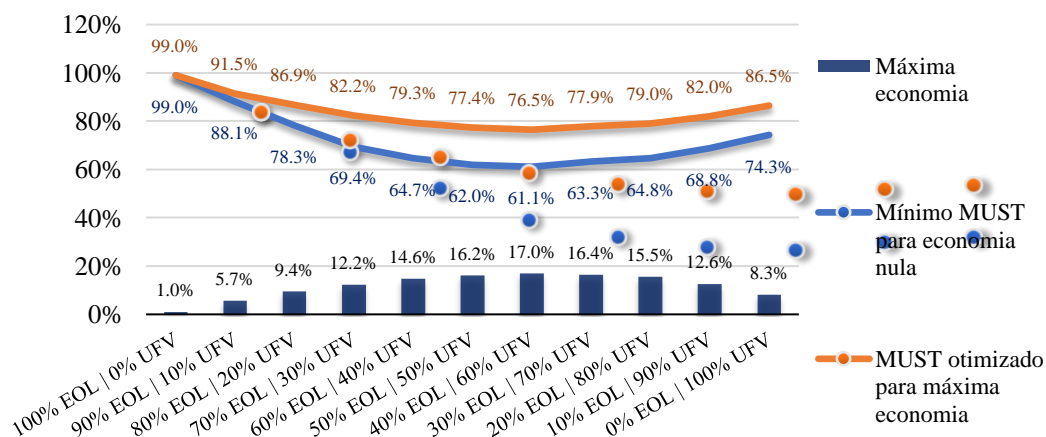


Figura 73 — Otimização do MUST por composição híbrida em BA-03

Em CE-01, o clima se difere das localidades no Estado da Bahia. Assim, ainda que as economias sejam observadas, estas são menores que as do Nordeste continental, conforme a Tabela 9.

Tabela 9 — Otimização do MUST por composição híbrida em CE-01

Local	% EOL	% SOL	Mínimo MUST para economia nula	MUST otimizado para máx. economia	Máxima economia
CE-01	100%	0%	98,0%	99,0%	1,0%
	90%	10%	85,1%	90,0%	7,3%
	80%	20%	76,2%	85,0%	10,5%
	70%	30%	69,3%	82,1%	12,7%
	60%	40%	66,1%	80,0%	14,1%
	50%	50%	64,3%	79,2%	15,1%
	40%	60%	63,4%	78,3%	15,5%
	30%	70%	64,1%	79,1%	15,2%
	20%	80%	64,7%	79,2%	14,9%
	10%	90%	66,5%	80,0%	13,6%
	0%	100%	69,4%	82,4%	11,6%

Observa-se a atenuação do formato abaulado nas curvas desta localidade, evidência da menor complementaridade, conforme a Figura 74.

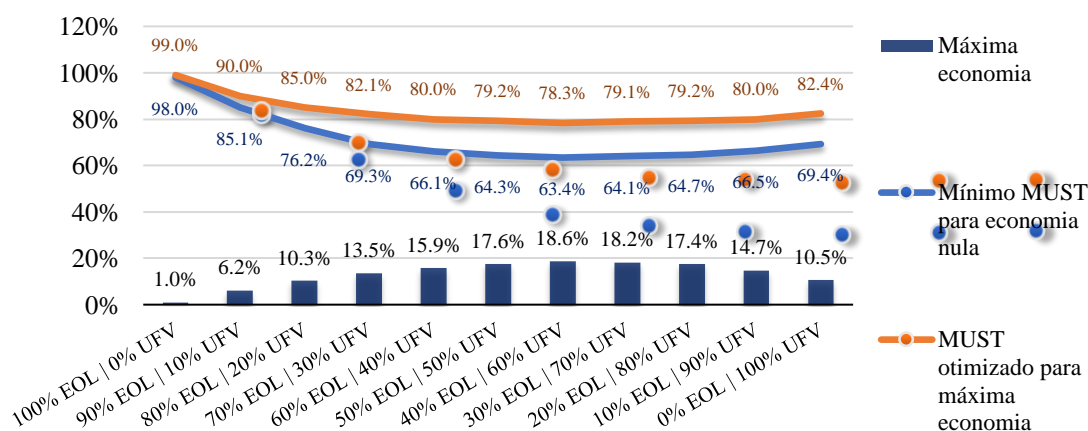


Figura 74 — Otimização de MUST para composições eólico-solar em CE-01

A seguir, apresentam-se na Tabela 10 os resultados para a localidade RN-01. Assim, como em CE-01, observa-se aqui um formato bem menos abaulado da curva MUST ótimo *versus* composição eólico-solar, sendo as economias advindas majoritariamente da otimização dos recursos de transmissão inerentes à fonte solar. Os gráficos dos resultados observados para esta localidade podem ser conferidos na Figura 75.

Tabela 10 — Otimização do MUST por composição híbrida em RN-01

Local	% EOL	% SOL	Mínimo MUST para economia nula	MUST otimizado para máx. economia	Máxima economia
RN-01	100%	0%	99,0%	99,0%	1,0%
	90%	10%	90,3%	95,0%	3,5%
	80%	20%	84,4%	91,1%	5,9%
	70%	30%	79,6%	88,4%	7,8%
	60%	40%	75,7%	86,3%	9,5%
	50%	50%	72,6%	84,3%	10,9%
	40%	60%	70,2%	83,0%	12,0%
	30%	70%	68,0%	81,3%	13,1%
	20%	80%	67,8%	81,1%	13,3%
	10%	90%	67,9%	81,1%	13,0%
	0%	100%	68,6%	81,7%	12,0%

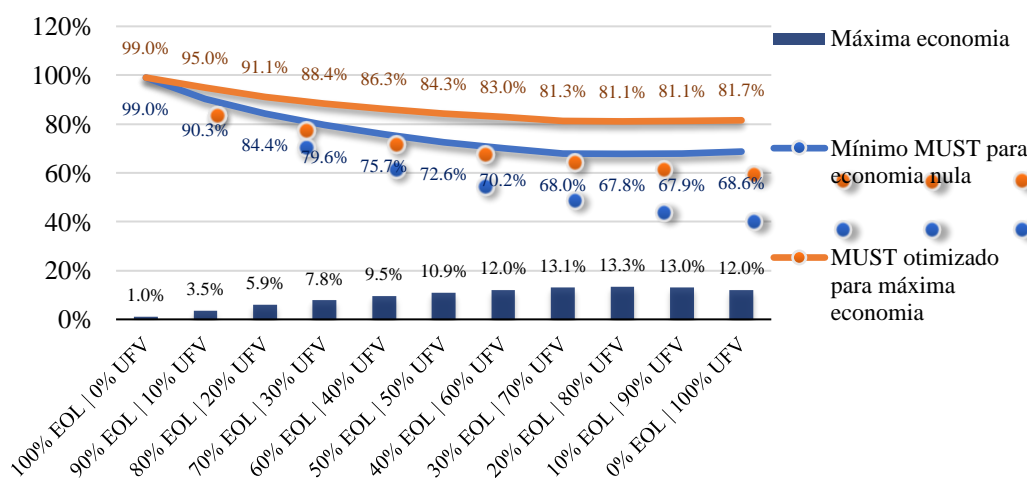


Figura 75 — Otimização de MUST para composições eólico-solar em RN-01

Por fim, apresentam-se os resultados obtidos para a localidade RS-01. Nesse local, as economias máximas acontecem para uma composição de cerca de 70% solar. Contudo, observam-se economias para todas as demais composições. Verificam-se os resultados conforme apresentado na Tabela 11, a seguir.

Pode-se conferir pela Figura 76, os gráficos dos resultados observados para esta localidade.

Tabela 11 — Otimização do MUST por composição da usina híbrida em RS-01

Local	% EOL	% SOL	Mínimo MUST para economia nula	MUST otimizado para máx. economia	Máxima economia
RS-01	100%	0%	99,0%	99,0%	1,0%
	90%	10%	89,2%	93,7%	4,0%
	80%	20%	79,9%	88,5%	7,3%
	70%	30%	71,7%	83,6%	10,3%
	60%	40%	64,5%	79,4%	12,9%
	50%	50%	58,8%	75,8%	15,1%
	40%	60%	55,2%	73,5%	16,8%
	30%	70%	53,8%	73,1%	17,8%
	20%	80%	54,2%	73,8%	17,4%
	10%	90%	56,1%	76,1%	15,6%
	0%	100%	59,5%	78,6%	12,7%

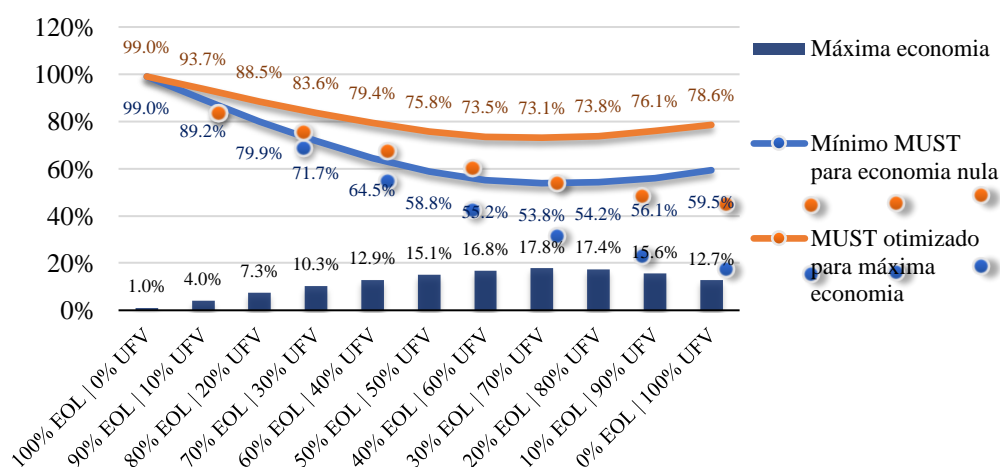


Figura 76 — Otimização de MUST para composições eólico-solar em RS-01

7.1.2 Considerações sobre as análises da contratação de MUST

Nas análises de otimização da contratação de MUST, evidencia-se que, de fato, ao se associar as duas fontes em um mesmo local de geração, há sinergias de exploração que podem ser revertidas em economias com o uso dos sistemas de transmissão.

Pelos gráficos e tabelas apresentados, demonstra-se também que os eventos de coincidência de elevada geração solar e eólica, em concomitância temporal são amenizados quando essas fontes são associadas.

De modo que, inclusive, pode ser economicamente viável descartar as receitas com a geração nesses patamares de potência em prol de economias com a contratação do MUST. Na Tabela 12 resumem-se os resultados observados, mostrando-se, também, as estimativas de descarte de geração necessárias para evitar a ultrapassagem da capacidade de escoamento contratada.

Tabela 12 — Comparação por localidade. Composição: 70% eólico e 30% solar

Local	1ª Otimização (Máxima Economia)			2ª Otimização (Mínimo MUST)	
	Geração descartada	MUST otimizado	Economia	Geração descartada	MUST otimizado
BA-01	-0,50%	79,99%	13,53%	-2,48%	69,31%
BA-02	-0,49%	75,30%	18,66%	-2,76%	65,75%
BA-03	-0,43%	82,20%	12,20%	-2,44%	69,44%
CE-01	-0,50%	82,05%	13,53%	-2,90%	69,27%
RN-01	-0,28%	88,37%	7,82%	-1,50%	79,56%
RS-01	-0,58%	83,63%	10,27%	-2,74%	71,66%

Verifica-se significativa variabilidade nas economias máximas observadas para cada ponto. Portanto, curvas características de cada local são observadas, denotando a importância desse tipo de avaliação por sítio de estudo, para se compreender melhor os comportamentos típicos, sendo que, como complemento aos resultados expostos acima, na Tabela 12, são apresentados os gráficos da Figura 77, com o comparativo das diversas composições e localidades.

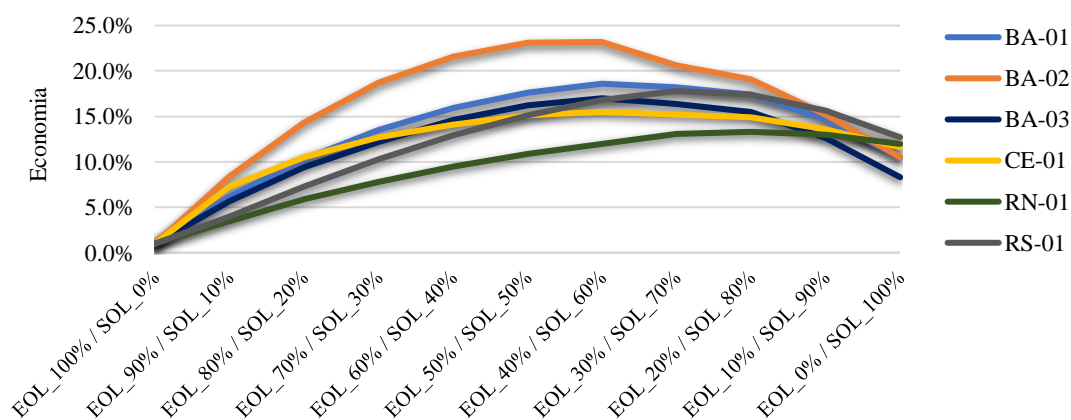


Figura 77 — Comparação dos Resultados de Máxima Economia

7.2 Modelo 2: Otimização de MUST com armazenamento e efeitos das exposições ao MCP

O segundo modelo de otimização de MUST, apresentado neste capítulo, consiste em um aperfeiçoamento do modelo apresentado anteriormente. Nesta segunda versão são incorporadas duas vertentes: a existência de um sistema de armazenamento de energia acoplado ao arranjo híbrido eólico-solar e os efeitos das interações de comercialização de energia com o MCP, em base horária.

Os SAEs conferem maior flexibilidade operacional às usinas, sobretudo quando acoplados em usinas de fontes não controláveis, como são os casos das usinas eólicas e solares. O acoplamento de SAE em usinas híbridas permite um maior grau para a gestão da produção (e controle de *curtailment*), resultando em importantes rebatimentos nas questões de contratação de energia e de MUST. As interações comerciais com o MCP, em que as exposições são valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), também compõem uma vertente fundamental a ser incorporada nos modelos, especialmente no contexto de preços horários.

A sazonalidade dos preços horários ao longo do dia traz impactos financeiros relevantes na comercialização de energia das fontes de geração sazonal, mesmo existindo possibilidade de modulação na entrega para atenuar os efeitos indesejáveis, resultantes das sazonalidades intradiária do PLD horário e da geração.

Neste contexto, a complementaridade de geração presente em usinas híbridas — que por si só já traz rebatimentos importantes no cenário de preços horários — ao ser associada com SAEs, pode alavancar ainda mais a rentabilidade desses projetos, sendo esta uma das motivações em se incorporar tais vertentes no modelo de otimização de MUST e de se estudar diferentes nuances deste arranjo.

7.2.1 Metodologia e equacionamento do modelo 2

Neste modelo, a interação comercial da usina híbrida com o MCP é representada como uma componente do resultado econômico da operação. Esse resultado também contempla as flexibilidades operacionais oriundas do acoplamento do SAE na usina.

De modo simplificado, no cômputo do resultado econômico, incorporam-se os resultados financeiros da operação da usina híbrida em função da receita oriunda do contrato de venda de energia ($Receita_{contratual}$), da contabilização das exposições no MCP ($Efeitos_{MCP}$) e dos custos com a contratação do MUST ($Custos_{transmissão}$). A Equação 12, a seguir, apresenta os equacionamentos utilizados:

$$\mathbf{Resultado}_{econ.} = Receita_{contr.} + Efeitos_{MCP} - Custos_{transmissão} \quad (12.1)$$

onde:

$$Receita_{contratual} = Contratos \cdot Preço_{contrato} \quad (12.2)$$

$$Efeitos_{MCP} = (Energia_{injetada} - Contratos) \cdot PLD \quad (12.3)$$

$$Custos_{transmissão} = MUST \cdot TUST \cdot \%_{desconto} \quad (12.4)$$

Note que o termo $Efeitos_{MCP}$ reflete as decisões pertinentes à operação da usina, tendo seu resultado afetado pelas decisões do operador entre armazenar ou injetar a produção de energia ($Energia_{injetada}$), pela modulação definida para o contrato de venda do empreendimento ($Receita_{contratual}$) e pelo PLD em base horária.

Assim, assumindo-se fixos e pré-otimizados, os montantes inerentes ao contrato firmado (volume, sazonalização, modulação e preço), sem prejuízo a análises específicas quanto à otimização destes, tem-se que o objetivo natural de maximização do resultado econômico desta usina pode ser atingido pela otimização da $Energia_{injetada}$ e $MUST$.

No que tange à variável $Energia_{injetada}$, observa-se que esta pode ser entendida como o ‘despacho’, em si, desse parque, sendo aquela a função que otimiza as decisões entre injetar, armazenar ou descartar a energia produzida por esse parque.

Não obstante, cabe a definição das estratégias operativas que visem simplificar a aplicação dessa variável no modelo, visto que esta pode incorporar uma extensa variedade de cenários e pormenores operativos, não considerados nesta avaliação.

Assim, define-se como estratégia operativa para este modelo que o uso do sistema de armazenamento buscará minimizar o eventual descarte de geração, sem sensibilizações quanto ao preço *spot* da energia. Ou seja, o sistema de armazenamento apenas estocará energia quando a produção do parque superar sua capacidade de escoamento da produção, descarregando esse estoque no SIN assim que se observar disponibilidade de margens de escoamento, independentemente do preço do horário. Esse aspecto da modelagem não considera, portanto, a possibilidade de se utilizar o sistema de armazenamento na arbitragem de preço no MCP. A Figura 78 ilustra o fluxograma do racional operativo de decisão implementado na modelagem.

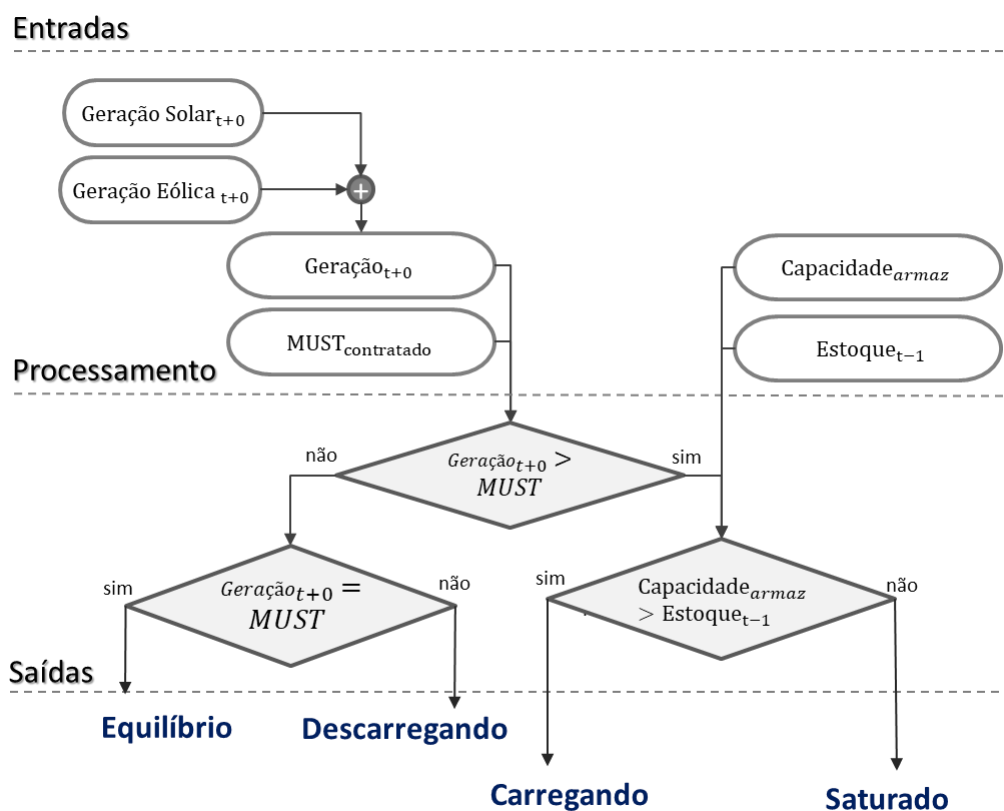


Figura 78 — Fluxograma da Estratégia Operativa do Modelo 2

Com base no fluxograma, tem-se que, em um dado momento, o sistema poderá se encontrar em um dos quatro estados distintos: Equilíbrio, Carregando, Descarregando e Saturado.

No estado de ‘Equilíbrio’, o sistema se encontra produzindo exatamente a quantidade de energia que é capaz de escoar pelos sistemas de transmissão, não requerendo o uso do sistema de armazenamento para compatibilizar essas variáveis, conforme Equação 13:

$$\mathbf{Curtailment}_t = 0$$

(13.1)

$$\mathbf{Estoque}_t = \mathbf{Estoque}_{t-1}$$

(13.2)

$$\mathbf{Energia}_{injetada,t} = \mathbf{Geração}_t = \mathbf{MUST}$$

(13.3)

Na condição ‘Carregando’, o sistema se encontra produzindo energia acima da capacidade contratada de escoamento pelos sistemas de transmissão. Contudo, há capacidade disponível de armazenamento para absorver, ao menos em parte, tal excedente. Note que é possível a ocorrência de cenários nos quais, apesar de o parque possuir capacidade de armazenamento disponível, a produção instantânea deste pode superar o volume que o SAE será capaz de absorver, incorrendo, também, em descarte de parte da geração. Dessa forma, as variáveis de operação da usina híbrida seguirão as seguintes condições (Equação 14):

$$\mathbf{Curtailment}_t = \mathbf{Máx} \left[0; (\mathbf{Geração}_t - \mathbf{MUST}) - \frac{(\mathbf{Cap}_{armaz} - \mathbf{Estoque}_{t-1})}{\Delta t} \right] \cdot \Delta t \quad (14.1)$$

$$\mathbf{Estoque}_t = \mathbf{Estoque}_{t-1} + \mathbf{mín}((\mathbf{Geração}_t - \mathbf{MUST}) \cdot \Delta t; \mathbf{Cap}_{armaz} - \mathbf{Estoque}_{t-1}) \quad (14.2)$$

$$\mathbf{Energia}_{injetada,t} = \mathbf{MUST} \quad (14.3)$$

Na condição ‘Saturado’, o sistema se encontra produzindo energia acima da capacidade contratada de escoamento pelos sistemas de transmissão, e já não há mais capacidade disponível de armazenamento. Logo, esse excedente de produção será inevitavelmente descartado. Portanto, as variáveis de operação desse parque seguem as seguintes condições (Equação 15):

$$\mathbf{Curtailment}_t = \mathbf{Gera\c{c}ao}_t - \mathbf{MUST}$$

(15.1)

$$\mathbf{Estoque}_t = \mathbf{Estoque}_{t-1} = \mathbf{Capacidade}_{armazenamento}$$

(15.2)

$$\mathbf{Energia}_{injetada,t} = \mathbf{MUST}$$

(15.3)

Por fim, tem-se que, na condi\c{c}o\c{e}o ‘Descarregando’, o sistema se encontra produzindo energia abaixo da capacidade contratada de escoamento pelos sistemas de transmiss\c{a}o, assim, essa margem dispon\c{v}el \c{e} utilizada para descarregar o m\c{a}ximo poss\c{v}el do estoque do sistema de armazenamento, reestabelecendo sua capacidade dispon\c{v}el e j\c{a} n\c{a}o h\c{a} mais capacidade dispon\c{v}el de armazenamento. Portanto, o excedente de produ\c{c}o\c{e}o ser\c{a} inevitavelmente descartado. A Equa\c{c}o\c{e}o 16 descreve matematicamente as condi\c{c}o\c{e}es de opera\c{c}o\c{e}o deste parque:

$$\mathbf{Curtailment}_t = 0$$

(16.1)

$$\mathbf{Estoque}_t = \mathbf{Estoque}_{t-1} - \frac{(\mathbf{MUST} - \mathbf{Gera\c{c}ao}_t)}{\Delta t}$$

(16.2)

$$\mathbf{Energia}_{injetada,t} = \mathbf{Gera\c{c}ao}_t + \frac{(\mathbf{MUST} - \mathbf{Gera\c{c}ao}_t)}{\Delta t}$$

(16.3)

As condi\c{c}o\c{e}es operativas descritas acima (Equil\c{b}rio, Carregando, Descarregando e Saturado) determinam a Energia Injetada em cada caso que, por sua vez, comp\c{o}em o c\c{a}lculo do Resultado Econ\c{o}mico da opera\c{c}o\c{e}o, conforme Equa\c{c}o\c{e}o 17:

$$\mathbf{Resul}_{econ.} = C_{ntr} \cdot \mathbf{Pre\c{c}o}_{cntr} + (\mathbf{Ener.}_{injet.} - C_{ntr}) \cdot \mathbf{PLD} - \mathbf{MUST} \cdot \mathbf{TUST} \cdot \%_{desc.}$$

(17)

Desta forma, o modelo de otimização pode ser descrito como (Equação 18):

$$\text{Função Objetivo: } \textit{Maximizar} (\textit{Resultado}_{\textit{econômico}}) \quad (18.1)$$

Sujeito às restrições:

$$\bullet \quad \textit{Estoque} \leq \textit{Capacidade}_{\textit{armazenamento}} \quad (18.2)$$

$$\bullet \quad 0 < \textit{MUST} \leq \textit{Potência}_{\textit{nominal do conjunto}} \quad (18.3)$$

Observe que, como as séries de dados levantadas são em base horária, as equações expostas acima precisam ser resolvidas ponto-a-ponto, ou seja, hora a hora. Assim, conceitualmente, poder-se-ia, inclusive, resolver o problema de otimização ponto-a-ponto, calculando a cada hora o valor de MUST ótimo. Contudo, como na prática se sabe que o MUST é um parâmetro firmado em contrato e, ponderando justamente o propósito de dar previsibilidade ao operador do sistema quanto ao uso da rede que cada agente incorrerá, fixou-se como premissa a aplicação de um MUST constante a todos os pontos da série de dados.

Tal premissa também é, sobretudo, oportuna do ponto de vista de simplificação. Pois, assim, permite-se que o problema de otimização seja resolvido uma única vez e, ao mesmo tempo, para todos os pontos das séries.

7.2.2 Considerações acerca da relação entre as séries de dados e o PLD

Tendo em vista o equacionamento do modelo 2, apresentado acima, observa-se que, é necessário calcular a exposição financeira percebida pelo parque a cada ponto (hora-a-hora), conforme PLD da respectiva hora. Contudo, apesar de que o PLD horário entrou oficialmente em vigor no SIN apenas a partir 2021, mas, ainda assim, há disponibilidade de dados do PLD ‘sombra’⁸ entre abril de 2018 e janeiro de 2021. Por outro lado, as séries de dados de *mesoescala* mais antigas deste estudo datam de 1999, sendo evidente sua independência das séries de preços horários disponíveis. Já as séries de dados medidos possuem períodos, entre 2017 e 2021, logo, são, em parte, coincidentes com a série disponível de PLDs.

⁸ Entre abril de 2018 e janeiro de 2021, paralelamente ao cálculo oficial do PLD em base semanal, a CCEE também realizou o cálculo e divulgação do Preço horário “Sombra”, com fins de auxílio ao mercado na assimilação e adaptação ao novo modelo de formação de preços.

Diante do exposto, optou-se, neste trabalho, por empregar as séries de dados medidos nos exemplos e simulações abordados pelo modelo 2, reservando as séries de dados de *mesoescala* aos trabalhos explorados pelo modelo 1, sem prejuízo a já apontada boa correspondência entre as séries medidas e de *mesoescala*.

Não obstante, ainda se observa para os dados da Localidade 1 que, no período entre junho/17 e abril/18, não há dados de PLD horário para sustentar as simulações. Assim, há, então, dois possíveis caminhos para se endereçar a questão: (i) descartar os dados de geração do período; ou (ii) reconstruir os dados de PLD para a janela faltante. A julgar pelos curtos períodos dessas séries (2 a 3 anos), optou-se pela segunda opção.

Como forma de reconstruir a janela de dados faltantes, adotou-se a estratégia de calcular a média observada do PLD para o mesmo mês, dia e hora dos anos futuros e aplicá-la ao respectivo ponto no período entre junho/17 e abril/18.

Vide

Figura 79, uma ilustração do procedimento adotado na reconstrução da série de PLDs.

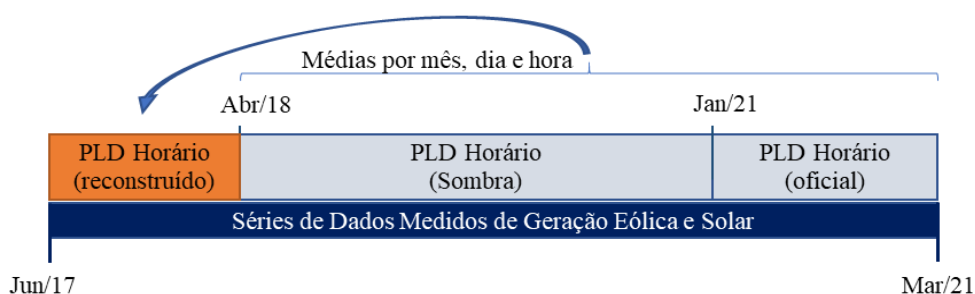


Figura 79 — Procedimento de emparelhamento das séries de Geração e PLD.

Para pronta referência, apresenta-se na Figura 80 um gráfico com a série reconstituída de PLD's horários para o período de simulação. Vale observar que embora neste modelo se considere o efeito do PLD horário, é importante frisar que se assumiu a premissa de que o SAE sempre descarregará seu estoque de energia caso haja ociosidade da transmissão, sem se sensibilizar quanto ao cenário de PLD. Ou seja, não se leva em conta a possibilidade de arbitragem de preço através do uso do SAE. Assim, o PLD é utilizado para calcular as receitas

passadas do parque, dado o MUST escolhido, não sendo este diretamente influente sob os critérios de decisão do modelo.

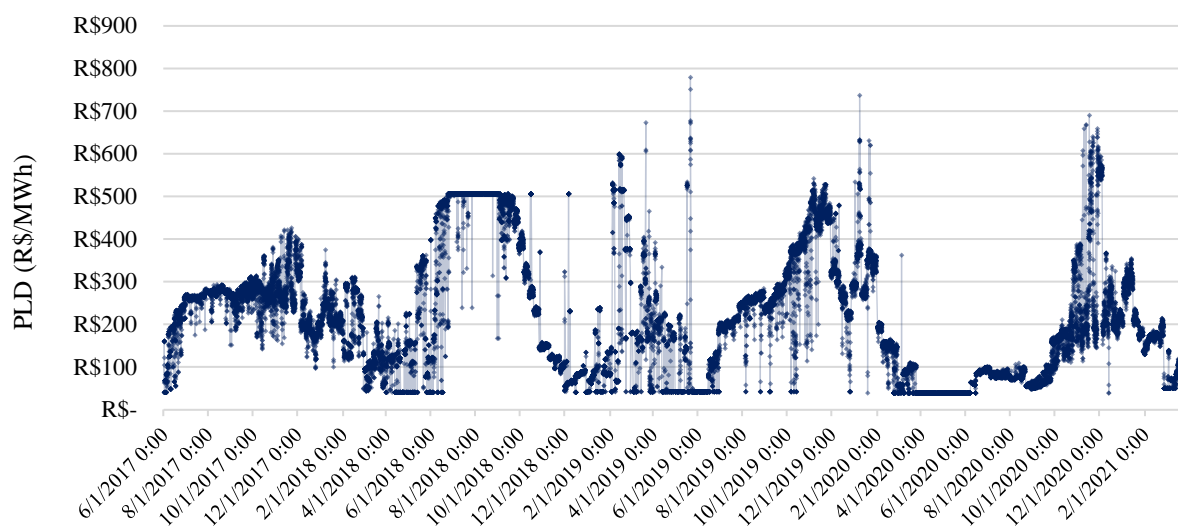


Figura 80 — PLD horário reconstituído.

A comparação do resultado deste modelo com o caso base (usinas independentes e sem armazenamento) possibilita o cálculo da economia advinda desta solução que, comparada ao custo de implantação do SAE, permite o cálculo do *payback*.⁹

7.2.3 Simulações e estudos de caso

Os estudos de caso emulam a operação do parque conforme as estratégias de operação assumidas na modelagem proposta, como forma de auxiliar a compreensão da operação do sistema de armazenamento de energia acoplado a usinas híbridas, posto que é possível conceber uma ampla gama de variações de modelos de otimização/gestão do estoque de energia armazenada, a depender do objetivo do empreendedor. Para tanto, faz-se necessária a assunção de premissas quanto à configuração destes exemplos, as quais foram aplicadas às seis localidades de estudo. São estas:

- Potência Total do Conjunto: 200 MW;

⁹ Na literatura econômica, o termo '*payback*' é empregado como um indicador do tempo de retorno de um investimento. Ou seja, o tempo que um projeto levará para recuperar o valor nele investido (PAYBACK, 2017).

- Composição Eólica/Solar: 30% UFV (60 MW) + 70% EOL (140 MW);
- Capacidade de armazenamento: 200 MWh (1 horas de produção máxima);
- Perdas de armazenamento: 3%, considerando o estado da arte em tecnologias de baterias de íon de lítio (MARCOLIN, 2021);
- O custo de amortização do SAE não será descontado das economias calculadas;
- A garantia física foi aproximada pela geração média no período;
- O volume firmado em contratos totaliza 70% dessa “garantia física”;
- Sazonalização e modulação do contrato de venda de energia por perfil *flat*;
- Preço do contrato: R\$ 150,00/MWh (valor aproximado aos firmados em leilões recentes, e.g. 33º e 34º LEN) (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021);
- TUST de referência: R\$ 7,00/kW (em aproximação a valores apresentados pela consultoria ePowerBay em seu website) (TARIFAS DE TRANSMISSÃO..., 2019);
- Embora sejam fontes renováveis, não foram considerados desconto na TUST, haja vista a revogação deste subsídio para projetos futuros (Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021) (BRASIL, 2021);

Além disso, como forma de demonstrar os efeitos do processo de otimização, para cada uma das seis localidades foram realizados três cenários, são eles:

- Caso base: foi calculado o resultado econômico do parque ao longo da série de dados sem a inserção de SAE no conjunto gerador, como também sem que a contratação do MUST fosse otimizada, portanto, o mesmo foi correspondente à soma das potências instaladas eólica e solar (200 MW);
- Cenário A: foi calculado o resultado econômico do parque ao longo da série de dados sem a inserção de SAE no conjunto gerador. Contudo, se otimizou a contratação do MUST em contrapartida à ocorrência de *curtailment*, portanto, o mesmo apresentou valor inferior à soma das potências instaladas eólica e solar (200 MW);

- Cenário B: foi calculado o resultado econômico do parque ao longo da série de dados, com a inserção de SAE no conjunto gerador, como também a contratação do MUST sendo otimizada, portanto, espera-se, nesse cenário, a contratação de MUST a valores ainda inferiores àqueles observados no ‘Cenário A’, assim como a mitigação do *curtailment*.

7.2.4 Simulações: localidade 1

A localidade 1 se situa no sul da Bahia continental e apresenta um interessante perfil complementar entre a geração eólica e solar. Na primeira simulação, Caso Base, observa-se que o MUST de 200 MW (pré-definido) acarreta a inexistência de descarte de geração e uma ociosidade elevada do sistema de escoamento.

No Cenário A, resolveu-se o problema de otimização encontrando o MUST que maximizou o resultado do parque, sem o emprego de SAE. Nessa condição, o modelo encontrou um equilíbrio entre *curtailment* (e, conseqüentemente, perda de receitas no MCP) e economias com custos de transmissão. Assim, para o ponto ótimo, obteve-se MUST igual a 164,6 MW, que incorreu em um descarte de geração médio de 0,58 MWm.

No Cenário B, acresceu o sistema de um SAE de 200 MWh e, então, resolveu-se o problema de otimização. Nessa condição, o modelo encontra um MUST ainda menor e mitiga o *curtailment*. Logo, para o ponto otimizado, obteve-se MUST igual a 141 MW e descarte de geração de 0,24 MWm. Por se tratar de um SAE com eficiência de 97%, também se observou 0,11 MWm em perdas de armazenamento. A ilustração dos resultados e dados principais dessa série podem ser visualizados no gráfico da

Figura 81.

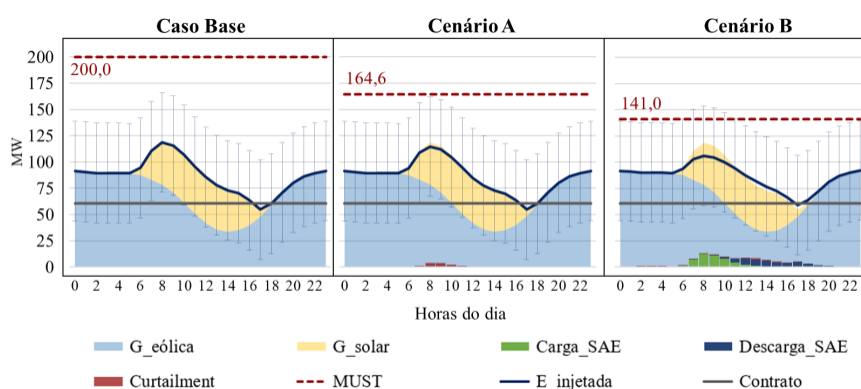


Figura 81 — Simulações de aplicação do modelo 2 na Localidade 1

Os dados no gráfico se referem à média horária de geração para todo o período da série estudada, assim, como forma de também ilustrar a estocasticidade desses recursos, foram incluídas barras de comprimento equivalente a um desvio padrão, a partir da geração total média do parque. Nota-se que, com a inserção do SAE, o MUST ótimo foi quase que equivalente à potência individual do conjunto eólico (140 MW), o que é, sobretudo, interessante, pois indica a possibilidade de hibridização desse parque eólico pela inserção da usina solar mais SAE, mantendo as margens de escoamento já contratadas pela usina original.

Quanto aos aspectos financeiros dessa operação, observou-se que a otimização do MUST reduziu as receitas obtidas por essa usina com o MCP em cerca de R\$ 1 milhão anuais, devido ao descarte de parte de sua produção. Contudo, também possibilitou uma economia de aproximadamente R\$ 3 milhões anuais com encargos de transmissão. Logo, o resultado econômico melhorou em cerca de R\$ 2 milhões anuais, quase 2% de melhora no resultado.

No Cenário B os resultados operativos foram ainda melhores, economizando, aproximadamente, mais R\$ 2,5 milhões anuais. Assim, comparando o Caso Base com o Cenário B, a melhora nos resultados econômicos do parque chega a cerca de 4%. Observam-se os resultados observados, conforme a Tabela 13.

Tabela 13 — Resultados Financeiros do Parque Gerador – Localidade 1

	Caso Base	Cenário A	Cenário B
Custos anuais com transmissão	-R\$ 16.800.000,00	-R\$ 13.824.944,10	-R\$ 11.848.006,37
Receitas contratuais anuais	R\$ 79.895.093,87	R\$ 79.895.093,87	R\$ 79.895.093,87
Efeitos no MCP (média anual)	R\$ 47.007.126,54	R\$ 45.976.795,50	R\$ 46.601.301,89
Resultado Econômico (anual)	R\$ 110.102.220,41	R\$ 112.046.945,27	R\$ 114.648.389,39

Note que, todos os cenários perpassam o mesmo período temporal, de tal forma que, para os fins de comparação apresentados neste trabalho, não foi empregado tratamentos de juros, valor presente líquido, atualização monetária, entre outros, sendo o resultado econômico médio suficiente para evidenciar as conclusões. Ademais, note que os custos com os sistemas de armazenamento não foram incluídos nas simulações. Logo, embora haja melhora do resultado econômico quando do emprego de SAE, há de se ponderar que este também incorrerá em custos de implantação, sendo facultado ao empreendedor avaliar se os custos

praticados pelo mercado no momento da tomada de decisão são compensados pela melhor do resultado econômico.

7.2.5 Simulações: localidade 2

A localidade 2, situada no norte da Bahia continental, também apresenta um interessante perfil complementar entre a geração eólica e solar.

Na primeira otimização, Cenário A, o modelo encontrou o ponto ótimo com MUST igual a 157,0 MW, incorrendo em um descarte de geração média de 0,96 MWm. Já no Cenário B, acrescido de SAE, o MUST ótimo foi igual a 141 MW, o descarte de geração médio de 0,34 MWm e as perdas de armazenamento de 0,12 MWm — conforme a Figura 82.

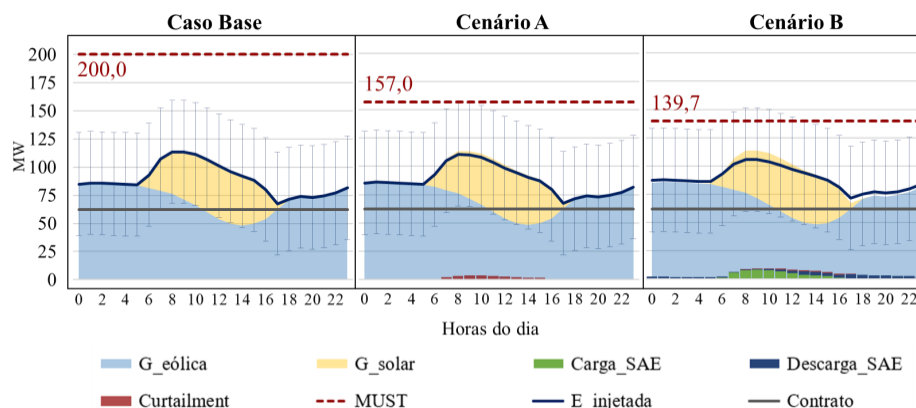


Figura 82 — Simulações de aplicação do modelo 2 na Localidade 2

Os resultados observados para a otimização desse parque se assemelharam aos da localidade 1, o que era esperado dada as similaridades entre seus perfis de geração. Os resultados financeiros observados podem ser analisados, conforme a Tabela 14.

Tabela 14 — Resultados Financeiros do Parque Gerador – Localidade 2

	Caso Base	Cenário A	Cenário B
Custos anuais com transmissão	-R\$ 16.800.000,00	-R\$ 13.186.827,61	-R\$ 12.025.321,15
Receitas contratuais anuais	R\$ 81.787.688,31	R\$ 81.787.688,31	R\$ 81.787.688,31
Efeitos no MCP (média anual)	R\$ 33.074.515,67	R\$ 31.871.525,69	R\$ 32.716.665,81
Resultado Econômico (anual)	R\$ 98.062.203,98	R\$ 100.472.386,38	R\$ 102.479.032,97

Quanto aos aspectos financeiros, a otimização do MUST, no Cenário A, reduziu as receitas dessa usina em cerca de R\$ 1,1 milhão anuais, mas também possibilitou uma economia de R\$ 3,6 milhões com encargos de transmissão. Logo, o resultado melhorou em cerca de R\$ 2,5 milhões, quase 2,5% de melhora no resultado.

No Cenário B, os resultados também foram melhorados, economizando, aproximadamente, mais de R\$ 1 milhão anuais e as receitas elevadas no MCP também em quase R\$ 1 milhão. Assim, comparando o Caso Base com o Cenário B, a melhora nos resultados econômicos do parque chega a cerca de 4%.

7.2.6 Simulações: localidade 3

A localidade 3 fica situada no Piauí, próximo à localidade 2, divisa com os estados de Pernambuco e Bahia. Nesta, a otimização do Cenário A encontrou o ponto com MUST igual a 145,6 MW, incorrendo em um descarte de geração médio de 0,86 MWm. Já no Cenário B, acrescido de SAE, o modelo encontrou um MUST ótimo igual a 131,8 MW, e descarte de geração médio de 0,30 MWm, com perdas de armazenamento de 0,10 MWm. A Figura 83, ilustra os resultados e dados principais dessa série.

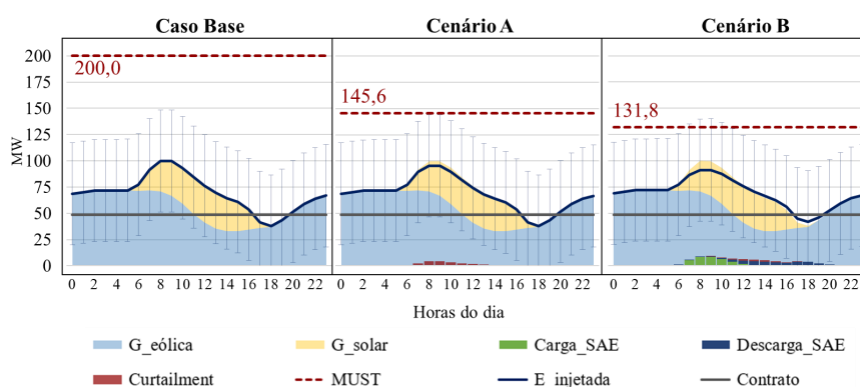


Figura 83 — Simulações de aplicação do modelo 2 na Localidade 3

Financeiramente, a otimização do MUST, no Cenário A, reduziu as receitas dessa usina em cerca de R\$ 1,5 milhões anuais, mas também possibilitou uma economia de R\$ 4,6 milhões com encargos de transmissão. Logo, o resultado melhorou em cerca de R\$ 3 milhões — mais

de 4% de melhora no resultado. Já no Cenário B, economizou-se mais R\$ 1,1 milhões com custos de transmissão e elevaram-se as receitas, no MCP, também em mais de R\$ 1 milhão.

Comparando o Caso Base com o Cenário B, a melhora nos resultados econômicos chega a cerca de 7%, vide Tabela 15.

Tabela 15 — Resultados Financeiros do Parque Gerador – Localidade 3

	Caso Base	Cenário A	Cenário B
Custos anuais com transmissão	-R\$ 16.800.000,00	-R\$ 12.231.290,80	-R\$ 11.070.126,06
Receitas contratuais anuais	R\$ 63.648.168,25	R\$ 63.648.168,25	R\$ 63.648.168,25
Efeitos no MCP (média anual)	R\$ 26.353.731,76	R\$ 24.795.982,65	R\$ 25.914.192,36
Resultado Econômico (anual)	R\$ 73.201.900,01	R\$ 76.212.860,09	R\$ 78.492.234,54

7.2.7 Simulações: localidade 4

A localidade 4 situa-se no interior de Pernambuco, região de Tacaratu, onde o primeiro parque híbrido do país foi inaugurado, ainda em 2015. Em sua otimização, pelo Cenário A, o modelo encontrou o ponto ótimo com MUST, igual a 134,5 MW, incorrendo em um descarte de geração médio de 0,86 MWm. Já no Cenário B, acrescido de SAE, o modelo encontrou um MUST ótimo igual a 129,9 MW e descarte de geração médio de 0,32 MWm, com perdas de armazenamento de 0,06 MWm, conforme a Figura 84.

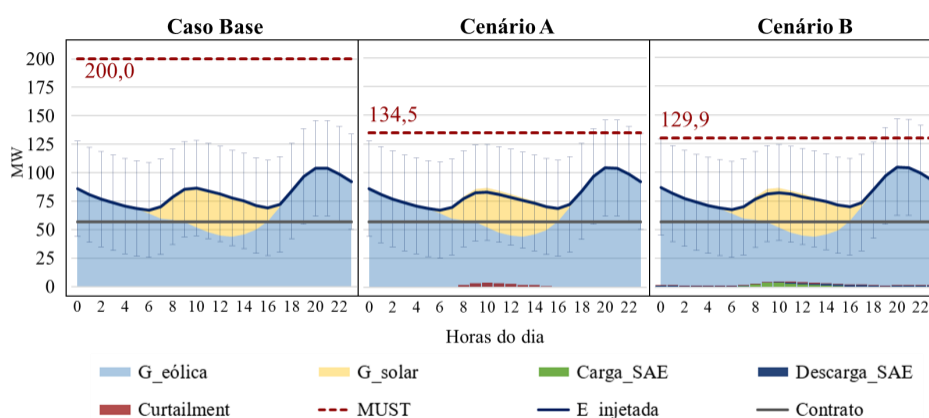


Figura 84 — Simulações de aplicação do modelo 2 na Localidade 4

Verifica-se que o perfil horário da série de geração eólica, nessa localidade, difere das anteriores, apresentando um vale no período diurno mais acentuado e complementar ao perfil

solar. Não obstante, a inserção de SAE, nesse arranjo, apresentou efeito modesto nos resultados se comparado aos efeitos advindos da própria complementaridade das fontes.

A otimização do Cenário A reduziu as receitas dessa usina em cerca de R\$ 1,1 milhão anuais, mas também possibilitou uma economia de R\$ 5,5 milhões. Logo, o resultado melhorou em cerca de R\$ 4,4 milhões, quase 5% do total.

No Cenário B, economizou-se mais R\$ 0,4 milhões com custos de transmissão e elevou-se as receitas em mais de R\$ 0,7 milhão. Assim, comparando com o Cenário Base, a melhora nos resultados do parque chega a cerca de 7%, vide Tabela 16.

Tabela 16 — Resultados Financeiros do Parque Gerador – Localidade 4

	Caso Base	Cenário A	Cenário B
Custos anuais com transmissão	-R\$ 16.800.000,00	-R\$ 11.301.578,89	-R\$ 10.908.582,75
Receitas contratuais anuais	R\$ 74.909.725,46	R\$ 74.909.725,46	R\$ 74.909.725,46
Efeitos no MCP (média anual)	R\$ 33.218.557,57	R\$ 32.096.635,64	R\$ 32.813.183,95
Resultado Econômico (anual)	R\$ 91.328.283,03	R\$ 95.704.782,21	R\$ 96.814.326,66

7.2.8 Simulações: localidade 5

O perfil horário dos ventos dessa localidade se distingue bastante do observado no Nordeste continental, sendo a relação entre as séries solar e eólico pouco ou não complementares. Cabe ressaltar, que os dados que compõem essa série eólica advêm de medições de usinas antigas, que estão dentre as primeiras instaladas no país e apresentam fator de capacidade significativamente menor que as tecnologias atuais, o que, também se reflete nos resultados.

No Cenário A, o modelo encontrou o ponto ótimo com MUST igual 141,1 MW, incorrendo em um descarte de geração médio de 0,49 MWm. Já no Cenário B, o ótimo foi igual a 112,4 MW e descarte de geração médio de 0,18 MWm, com perdas de armazenamento de 0,17 MWm. A Figura 85, ilustra os resultados e dados principais desta série.

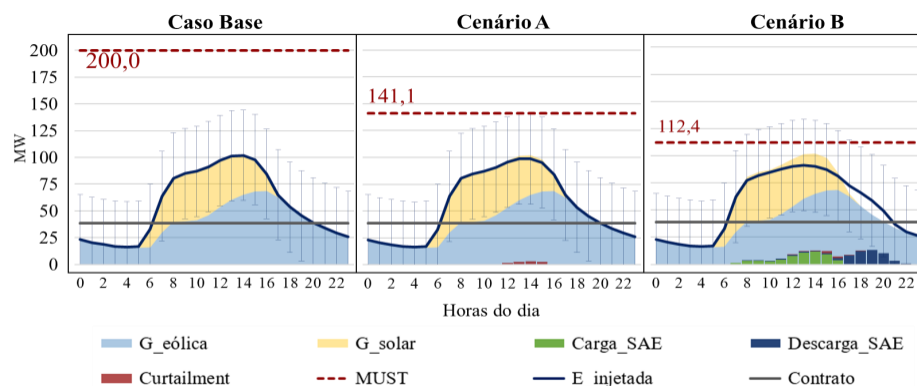


Figura 85 — Simulações de aplicação do modelo 2 na Localidade 5

Nota-se que os perfis eólico e solar se sobrepuseram em seus picos, fato que reduz o potencial de ganhos por complementaridade. No entanto, ainda assim, o modelo demonstrou haver espaço para a otimização do MUST, embora esta tenha ocorrido mais em função do baixo fator de capacidade da série eólica do que pela complementaridade.

Porém, percebe-se também que, em oposição ao observado na localidade 4, a inserção do SAE, nesse parque, agregou grande flexibilidade operativa ao sistema e resultou em um intenso uso do armazenamento para o deslocamento da geração entre 12h e 14h para o período das 16h às 20h. Destaca-se também o indicativo de uso constante do SAE, nesse parque, pelas elevadas perdas com armazenamento, se equiparando ao *curtailment*.

Conforme Tabela 17, os resultados financeiros observados para a simulação com essa localidade.

Tabela 17 — Resultados Financeiros do Parque Gerador – Localidade 5

	Caso Base	Cenário A	Cenário B
Custos anuais com transmissão	-R\$ 16.800.000,00	-R\$ 11.852.576,66	-R\$ 9.442.744,06
Receitas contratuais anuais	R\$ 50.892.969,81	R\$ 50.892.969,81	R\$ 50.892.969,81
Efeitos no MCP (média anual)	R\$ 31.996.389,71	R\$ 30.882.147,50	R\$ 31.312.450,26
Resultado Econômico (anual)	R\$ 66.089.359,52	R\$ 69.922.540,65	R\$ 72.762.676,01

7.2.9 Simulações: localidade 6

A localidade 6 também se situa no litoral do Rio Grande do Norte, porém, contempla parques eólicos de tecnologias mais recentes. Na otimização pelo Cenário A, o modelo encontrou o ponto ótimo com MUST igual a 132,4 MW, incorrendo em um descarte de geração médio de 0,42 MWm.

Já no Cenário B, acrescido de SAE, o modelo encontrou um MUST ótimo igual a 121,2 MW e descarte de geração médio de 0,08 MWm, com perdas de armazenamento de 0,06 MWm.

A Figura 86, ilustra os resultados e dados principais dessa série.

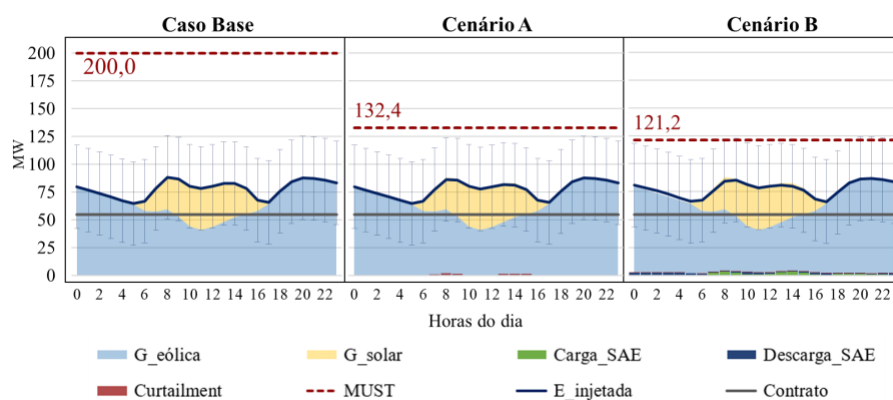


Figura 86 — Simulações de aplicação do modelo 2 na Localidade 6

A Tabela 18, apresenta os resultados observados para a simulação com essa localidade.

Tabela 18 — Resultados Financeiros do Parque Gerador – Localidade 6

	Caso Base	Cenário A	Cenário B
Custos anuais com transmissão	-R\$ 16.800.000,00	-R\$ 11.124.462,44	-R\$ 10.176.932,88
Receitas contratuais anuais	R\$ 71.759.989,68	R\$ 71.759.989,68	R\$ 71.759.989,68
Efeitos no MCP (média anual)	R\$ 51.914.745,52	R\$ 51.130.554,76	R\$ 51.648.804,47
Resultado Econômico (anual)	R\$ 106.874.735,20	R\$ 111.766.082,00	R\$ 113.231.861,27

7.2.10 Considerações sobre as simulações com o modelo 2

O segundo modelo de otimização considera os efeitos de corte de geração e das interações de comercialização de energia com o MCP, quando a usina híbrida eólico-solar é acoplada (ou não) um sistema de armazenamento (SAE). Nesse contexto, a complementaridade de geração, presente em usinas híbridas (que por si já trazem rebatimentos importantes no cenário de preços horários), ao ser associada com SAEs, podem alavancar ainda mais a rentabilidade desses projetos.

Conforme observou-se nos resultados o acoplamento dos SAE confere maior flexibilidade operacional às usinas, permitindo a gestão eficiente da produção híbrida, limitada ao MUST contratado e pautando-se pelo *trade-off* entre carregar ou descarregar o armazenamento e eventuais necessidade de cortes de geração.

Nota-se que, para integrar o SAE, nesse modelo, assumiu-se a premissa de que este sempre descarregará seu estoque de energia caso haja ociosidade da transmissão, sem se sensibilizar ao cenário de PLD. Assim, este serve apenas para calcular as receitas passadas, não sendo diretamente influente sob os critérios de decisão do modelo.

Outro ponto que cabe ressaltar é que a comparação do resultado econômico desse modelo com o caso base (usinas independentes e sem armazenamento) possibilita o cálculo da economia advinda da solução, que, comparada ao custo de implantação do SAE, permite o cálculo de um *payback* como sugestão de análise de viabilidade.

É também oportuno registrar que a modelagem desenvolvida neste capítulo encontra respaldo com modelos apresentados em publicações científicas recentes sobre o tema (CAMPOS; NASCIMENTO; RÜTHER, 2020), conforme se observou após o desenvolvimento realizado do modelo previsto no projeto. O ponto principal que distingue o estudo citado do apresentado nessa Dissertação, refere-se à metodologia de cálculo dos resultados entre os cenários base e otimizado. No trabalho citado, os autores aplicaram o conceito de LOLP (*Loss of Load Probability*) como forma de aferir os ganhos com a inserção dos sistemas de armazenamento, enquanto, neste trabalho, buscou-se a modelagem do resultado econômico real da usina, conforme desenho de mercado brasileiro, ou seja, incorporando as parcelas econômicas de

receitas contratuais, resultados da contabilização no MCP, conforme PLD horário e custos com transmissão.

7.3 Modelo 3: Otimização de MUST sob condição de cenarização futura de geração e PLD

O terceiro modelo apresenta uma proposta de aperfeiçoamento do modelo anterior, que propõe a otimização de MUST considerando uma usina híbrida com SAE, possibilidade de *curtailment* e contabilizando-se as interações com o MCP.

Neste terceiro modelo, amplia-se o conceito anterior incorporando-se, na formulação, as decisões que podem ser tomadas com base na projeção de séries de preços e geração da Usina Híbrida – e não mais com base no histórico. Ao incorporar a cenarização de PLD horário de geração, o modelo passa a ser sensibilizado pelo sinal econômico dos preços *spot* na elaboração de sua estratégia de armazenamento.

A Figura 87 ilustra o esquemático deste modelo de otimização da operação do SAE.

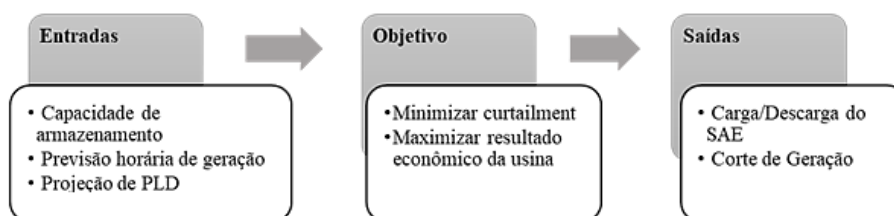


Figura 87 — Esquemático do Modelo de Otimização da operação do SAE

Neste trabalho, explorou-se o desenvolvimento conceitual deste modelo como forma de subsídio à implementação computacional e desenvolvimento de simulações por trabalhos futuros, haja vista que os passos evolutivos, entre os modelos aqui propostos, além de agregarem em precisão e oportunidades, também impõem seu ônus de esforço e recursos no que tange a seu desenvolvimento e implementação.

7.3.1 Metodologia e equacionamento do modelo 3

Ao integrar um SAE ao parque gerador, decisões temporais de estocagem ou descarga da energia se configuram como um problema de otimização complexo. Variáveis como a capacidade do SAE, expectativas de produção e de preços também podem influir na tomada de decisão do operador desse tipo de usina. Logo, para determinação de um modelo de otimização da gestão do SAE, concebem-se três principais objetivos a perseguir:

- Minimizar o descarte de geração (*curtailment*);
- Minimizar o estoque de energia, “comercializando-o”; e
- Maximizar o resultado econômico.

No segundo modelo apresentado neste relatório, descreve-se o resultado econômico de tal tipo de parque gerador conforme o seguinte equacionamento (Equação 19):

$$\mathbf{Resul}_{econômico} = Receita_{contratual} + Efeitos_{MCP} - Custos_{transmissão} \quad (19.1)$$

onde,

$$Receita_{contratual} = Contratos \cdot Preço_{contrato} \quad (19.2)$$

$$Efeitos_{MCP} = (Energia_{injetada} - Contratos) \cdot PLD \quad (19.3)$$

$$Custos_{transmissão} = MUST \cdot TUST \cdot \%descnto \quad (19.4)$$

Ao se avaliar o equacionamento acima sob o prisma da proposta do terceiro modelo, observa-se que o impeditivo a este equacionamento, para responder aos cenários futuros de preços e geração, reside na unidimensionalidade temporal desta equação, à qual pode-se ajustar incluindo a dimensão que represente um intervalo operativo “t” nas componentes variáveis no tempo. Assim sendo, propõe-se o seguinte equacionamento (Equação 20):

$$\mathbf{R}_{econ.} = \sum_{t=0}^n [E_{cntr,t} \cdot P_{cntr} + (E_{inj,t} - E_{cntr,t}) \cdot PLD_t - MUST \cdot TUST \cdot \%desc.] \quad (20)$$

Sendo,

$E_{cntr,t}$: energia contratada e modulada para o intervalo de tempo “t”;

P_{cntr} : preço do contrato (fixo para qualquer intervalo de tempo “t”);

$E_{inj,t}$: energia injetada na rede no intervalo de tempo “t”.

Entendendo-se que o montante de energia contratado, bem como sua sazonalização e modulação, são dados de entrada e não objeto de otimização por este modelo, propõe-se a reescrita da equação de resultado econômico rearranjando os termos da seguinte forma (Equação 21):

$$R_{econ.} = \sum_{t=0}^n [E_{cntr,t} \cdot (P_{cntr} - PLD_t) + E_{inj,t} \cdot PLD_t - MUST \cdot TUST \cdot \%_{desc.}] \quad (21)$$

Nota-se que a equação apresentada agora possui três termos de distintas características, onde o primeiro, $E_{cntr,t} \cdot (P_{cntr} - PLD_t)$, representa a diferença de preços que o contrato de venda de energia apresenta frente ao mercado *spot*, para um dado momento do tempo. Assim, este termo pode ser compreendido como o derivativo econômico intrínseco a esses instrumentos, responsável por equacionar e amortecer a volatilidade dos recebíveis da produção da usina, caso esta fosse comercializada diretamente no MCP.

Pela lógica econômica, o preço do contrato (P_{cntr}), acordado entre comprador e vendedor, deveria tender à média do preço da energia no mercado *spot* (PLD_t), para contratos de curta e média duração. Desta forma, como resultado, este termo também tenderia a zero, apenas se prestando a neutralizar a volatilidade que o PLD imporia a este acordo no curto prazo.

O segundo termo, $E_{inj,t} \cdot PLD_t$, reflete o valor real da produção de energia do parque entregue ao mercado ao qual está inserido, ou seja, é o resultado direto do produto da quantidade de

energia injetada pelo preço que o mercado está liquidando a produção marginal do sistema, num dado instante de tempo.

Assim, a maximização desse termo influi diretamente na majoração do resultado econômico da usina como um todo, sendo intuitiva a conclusão de que o modelo deve, então, buscar a injeção da energia no sistema prioritariamente nos momentos em que o PLD estiver elevado.

Portanto, a $E_{inj,t}$ deve ser objeto central de otimização pelo modelo. Desta forma, descreve-se, a seguir, o equacionamento base para a representação das variáveis que compõem a energia entregue pelo parque ao sistema, em um dado instante “t”:

$$E_{inj,t} = Geração_t - \Delta Estoque_t - Curtailment_t \quad (22.1)$$

$$Curtailment_t = \max(0 ; Geração_t - (MUST + \max(0 ; \Delta Estoque_t))) \quad (22.2)$$

$$\Delta SAE_t = Estoque_t - Estoque_{t-1} \quad (22.3)$$

O terceiro termo, $MUST \cdot TUST \cdot \%_{desc.}$, é constante ao longo do horizonte de análise e representa os custos fixos desembolsados com a contratação de margens de escoamento da produção junto ao sistema de transmissão.

Assim, observa-se que, conforme equação proposta, o resultado econômico do arranjo híbrido com SAE passa a ser dado pelo somatório do resultado calculado para “n” intervalos de tempo “t”. Logo, pode-se, agora, buscar a maximização desse resultado econômico com base na projeção de séries futuras de “n” pontos de PLD e geração.

O fluxograma da Figura 88 mostra o funcionamento do modelo 3.

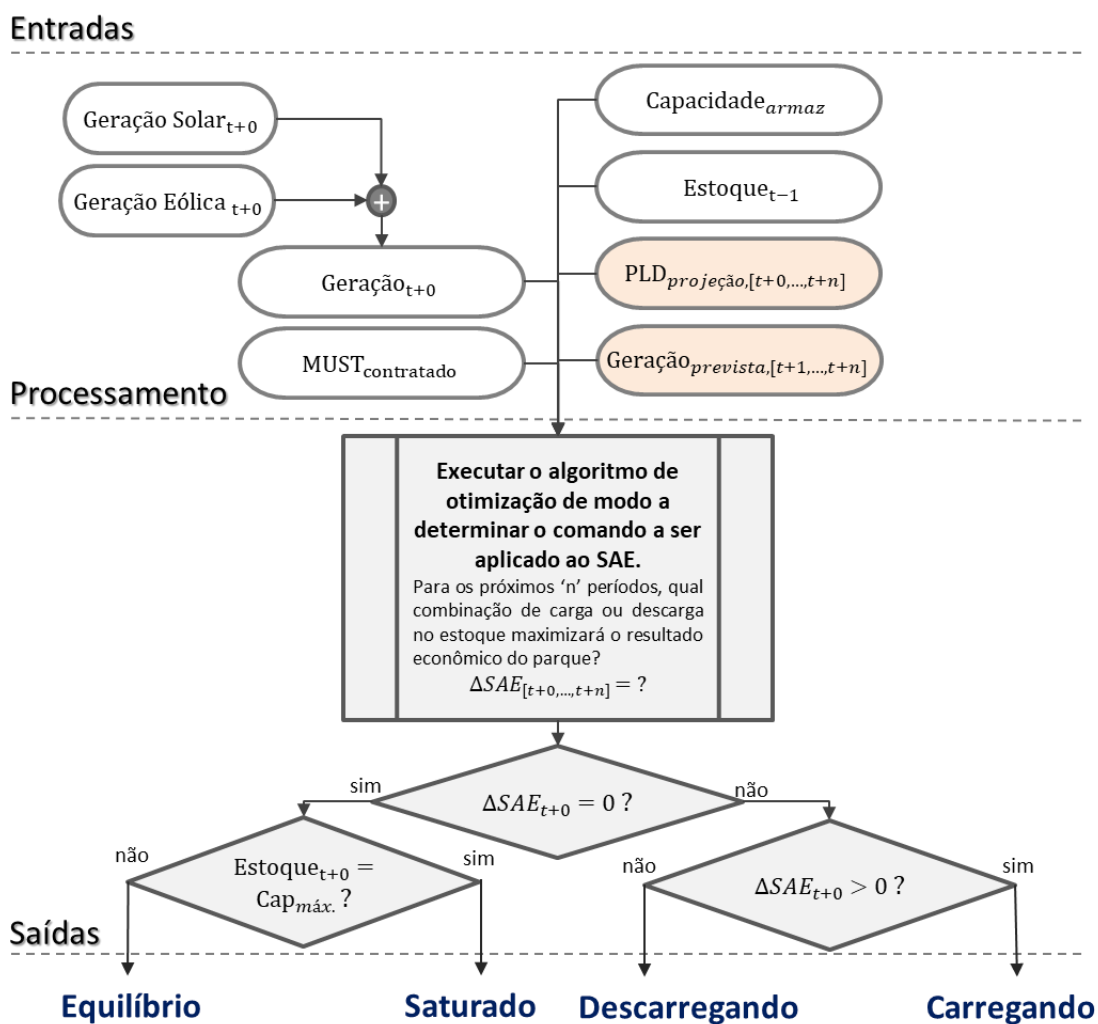


Figura 88 — Fluxograma da Estratégia Operativa do Modelo 3

Analisa-se que não há impeditivo matemático de se considerar o MUST como uma variável livre em tal modelo, restando à tarefa do *solver* de encontrar os binômios $E_{inj,t}$ e $MUST$ que maximizem o resultado. Contudo, observa-se que, na prática, o MUST é objeto de contratos, no mínimo, anuais. Logo, não seria factível sua otimização em base horária. Por este motivo, propõe-se a adoção de MUST constante, como dado de entrada a este terceiro modelo, podendo, inclusive, ser o resultado de otimizações prévias desenvolvidas conforme os modelos 1 e 2, já descritos neste trabalho.

7.3.2 Equacionamento do problema de otimização

Conforme as premissas discretizadas, a energia contratada e o MUST dados como constantes de entrada do modelo, pode-se reduzir o problema de otimização à maximização do termo intermediário, dado pelos equacionamentos abaixo:

$$\mathbf{Operação} = \sum_{t=0}^n E_{injetada,t} \cdot PLD_t \quad (23.1)$$

Onde,

$$E_{injetada,t} = G_t - \Delta SAE_t - Curtailment_t \quad (23.2)$$

$$Curtailment_t = \max(0; G_t - MUST - \max(0; \Delta SAE_t)) \quad (23.3)$$

$$\Delta SAE_t = Estoque_t - Estoque_{t-1} \quad (23.4)$$

Sendo,

$E_{injetada,t}$: Energia injetada na rede no intervalo de tempo “t”.

G_t : Energia gerada pelo conjunto eólico e solar fotovoltaico, no intervalo de tempo “t”.

ΔSAE_t : Variação no estoque de energia armazenada entre os instantes “t-1” e “t”.

$Curtailment_t$: Energia descartada no instante de tempo “t”.

Assim, com base nos equacionamentos acima, pode-se descrever o problema de otimização da seguinte forma (Equação 24):

$$\text{Função Objetivo: Maximizar (Operação)} \quad (24.1)$$

Sujeito às restrições:

$$Estoque \leq Capacidade_{armazenamento} \quad (24.2)$$

$$0 \leq E_{injetada,t} \leq MUST \quad (24.3)$$

Para descarga, sinais negativos: $\Delta SAE_t \geq Estoque_{t-1}$
(24.4)

Para carga, sinais positivos: $\Delta SAE_t \leq Capacidade_{armaz} - Estoque_{t-1}$
(24.5)

Assim, para um horizonte futuro de “n” horas, o modelo de otimização proposto retorna os valores de ΔSAE_t (ou seja, o comando de carregamento ou descarga do SAE) que maximizam o resultado financeiro da operação do parque. Observa-se que, para tanto, é preciso fornecer como dado de entrada do modelo uma previsão de geração e PLD para as “n” horas futuras.

Um aspecto interessante desse modelo é que o despacho otimizado por ele calculado é igual ao do modelo 2, se executado apenas para a hora atual ($n = 0$). Importante observar ainda que a equação principal solucionada por esse modelo apresenta não-linearidade devido à inclusão do *curtailment* nos cálculos, sendo este um ponto de possível evolução no que tange à simplificação e viabilização do desenvolvimento de ferramental computacional para simulações com esse método.

7.3.3 Estudos de caso, simulações e resultados

Haja vista a complexidade agregada por este modelo, em comparação aos descritos anteriormente, foi necessário o emprego de recursos e ferramentas computacionais mais robustas para as simulações e análises. Assim, a esta versão foi implementada em código Python e otimizada com suporte do otimizador Xpress-FICO.

Como forma de ilustrar e validar as evoluções propostas por este modelo, realizou-se uma simulação comparativa de dois cenários iguais, otimizados paralelamente pelos modelos 2 e 3.

- Cenário A: foi calculado o resultado econômico do parque sem a inserção de SAE. Contudo, se otimizou a contratação do MUST em contrapartida à ocorrência de *curtailment*, portanto, ele apresentou valor inferior à soma das potências instaladas eólica e solar;

- Cenário B: foi calculado o resultado econômico do parque com a inserção de SAE, como também se otimizando a contratação do MUST, portanto, espera-se, nesse cenário, a contratação de MUST a valores ainda inferiores aos observados no ‘Cenário A’, bem como a melhora do resultado econômico.

Realizou-se este estudo de caso com a Localidade 1. Para tanto, também se fez necessária à assunção de premissas quanto à configuração destes exemplos, sendo elas:

- Potência Total do Conjunto: 100 MW;
- Composição Eólica/Solar: 30% UFV (30 MW) + 70% EOL (70 MW);
- Capacidade de armazenamento: 30 MWh;
- Perdas de armazenamento: 3%, considerando o estado da arte em tecnologias de baterias de íon de lítio (MARCOLIN, 2021);
- O custo de amortização do SAE não será descontado das economias calculadas;
- A garantia física foi aproximada pela geração média no período;
- O volume firmado em contratos de 15 MWm (cerca de 35% da geração média);
- Sazonalização e modulação do contrato de venda de energia por perfil *Flat*;
- Preço do contrato: R\$ 150,00/MWh (valor aproximado aos leilões recentes, e.g. 33º e 34º LEN) (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021);
- TUST de referência: R\$ 6,00/kW (em aproximação a valores apresentados pela consultoria ePowerBay em seu website) (TARIFAS DE TRANSMISSÃO..., 2019);
- Embora sejam fontes renováveis, não foram considerados desconto na TUST, haja vista a revogação deste subsídio para projetos futuros (Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021) (BRASIL, 2021);
- Nas simulações com o modelo 3 foi executado o algoritmo de simulação com um horizonte de 100 horas futuras, ou seja, “n” variando de 0 a 100.

Os dados obtidos nas simulações com cada modelo e cenário foram organizados em tabelas comparativas, apresentadas a seguir.

A Tabela 19, apresenta os resultados observados nas simulações do cenário A.

Tabela 19 — Cenário A, comparativo de resultados entre o modelo 2 e modelo 3

	Cenário A	
	Modelo 2	Modelo 3
MUST otimizado (MW)	84,0	83,9
Custos anuais com transmissão	-R\$ 6.049.432,80	-R\$ 6.040.800,00
Receitas contratuais anuais	R\$ 19.768.899,62	R\$ 19.768.899,62
Efeitos no MCP (média anual)	R\$ 51.900.459,10	R\$ 51.891.854,70
Resultado Econômico (anual)	R\$ 65.619.925,92	R\$ 65.619.954,32

Observa-se que, no que tange ao cenário A, as diferenças entre os resultados otimizados obtidos por ambos os modelos são desprezíveis, restando o MUST otimizado e o resultado econômico desse parque praticamente igual nos dois casos.

Esse resultado é coerente com o esperado, haja vista que a inovação do modelo 3 sobre o modelo 2 versa acerca da gestão do SAE como forma de maximização de ganhos financeiros com a arbitragem de preços frente ao PLD. Logo, como o cenário A não contempla a instalação de um SAE, não há benefício adicional em se utilizar o modelo 3, em linha com a convergência observada dos resultados.

A seguir, apresentam-se os resultados observados para o cenário B, aplicado aos dois modelos tratados, conforme a Tabela 20. Para o cenário B, observou-se que o modelo 3 melhorou o já otimizado resultado econômico do modelo 2 em quase 1%, ou cerca de R\$ 500 mil reais anuais.

Tabela 20 — Cenário B, comparativo de resultados entre o modelo 2 e modelo 3

	Cenário B	
	Modelo 2	Modelo 3
MUST otimizado (MW)	78,3	78,9
Custos anuais com transmissão	-R\$ 5.639.834,97	-R\$ 5.680.800,00
Receitas contratuais anuais	R\$ 19.768.899,62	R\$ 19.768.899,62
Efeitos no MCP (média anual)	R\$ 51.977.969,35	R\$ 52.528.100,23

Resultado Econômico (anual)	R\$ 66.107.034,00	R\$ 66.616.199,85
------------------------------------	--------------------------	--------------------------

Contudo, diferentemente do preliminarmente esperado, encontrou-se um valor ótimo de MUST ligeiramente superior ao determinado pelo modelo 2, o que é, sobretudo, interessante, pois indica que, em algum momento, munido das informações futuras de previsão de PLD e perspectivas de geração, assim como ciente de suas limitações de armazenamento, este modelo 3 “optou” em contratar um pouco mais de espaço nos sistemas de transmissão (MUST) para evitar o descarte de geração em momentos de PLD alto (elevado desperdício de receitas), evidenciando, assim, sua principal vantagem sobre o modelo 2, como mostram os resultados.

7.3.4 Considerações sobre o modelo 3

O modelo apresentado traz como inovação o fato de considerar as projeções futuras de PLD horário e geração na tomada de decisão de operação da usina, seja a configuração da planta com ou sem SAE acoplado.

Em primeiras simulações, ainda limitadas pela complexidade de implementação e ferramental impostas pelo modelo 3, observou-se, de fato, ganhos desse modelo sobre o modelo 2, anteriormente proposto, principalmente em cenários com presença de SAE no arranjo gerador e séries voláteis de PLD horário, que embasam o propósito de seu desenvolvimento. Logo, viu-se que o simples avanço quanto à gestão de um mesmo projeto híbrido com armazenamento (modelo 2 *versus* modelo 3) foi capaz de melhorar os resultados desses parques em cerca de 1%, o que é relevante do ponto de vista de viabilidade econômica destas soluções.

Neste capítulo, foram apresentados os equacionamentos basilares de modelagem e otimização da operação destas soluções híbridas de geração. Assim, como sugestão de trabalhos futuros, propõe-se o refino e tratamento desse modelo com sua implementação em linguagem de programação adequada e ferramentas de otimização específicas, como forma de constituição de ferramental de aplicação prática na operação de projetos reais.

8 CONCLUSÃO

A principal contribuição deste trabalho é oferecer um estudo que compilou informações e se aprofundou em analisar economias operativas com custos de transmissão de soluções energéticas híbridas e renováveis, alinhadas com as metas mundiais de desenvolvimento sustentável. Assim, buscou-se compreender os fenômenos que condicionam o comportamento dos recursos energéticos estudados, bem como apresentar um panorama geral do desenvolvimento e exploração de tal tecnologia híbrida ao redor do globo.

Com efeito prático no estímulo ao avanço das fontes renováveis, estudou-se também os recursos eólicos e solares em território nacional, apontando-se caminhos para a obtenção de dados eólicos e solares horários, bem como se evidenciando relevantes economias com custos de transmissão, quando da exploração conjunta dessas fontes.

Para tanto, desenvolveu-se, neste trabalho, modelos de otimização que não somente se prestam a evidenciar as economias advindas desses arranjos, mas também lançam bases para o desenvolvimento de ferramentas para estudos de viabilidade e operação de parques híbridos no cenário nacional.

Justificado na carência de estudos sobre o tema e na necessidade de se construir materiais que venham a agregar nas discussões sobre tal modelo de geração, este trabalho avaliou experiências pretéritas e discussões acerca do tema “Usinas Híbridas”, bem como buscou levantar dados e desenvolver análises próprias como forma de aferir a citada complementaridade eólico-solar fotovoltaica.

Assim, a partir da construção de bases de dados horários, por meio do emprego de séries de dados medidos e de modelos de *mesoescala*, foi possível desenvolver análises que demonstram uma relevante sinergia entre os recursos eólicos e solares, sobretudo no interior do Nordeste brasileiro.

Em modelagem simplificada do resultado econômico dessas usinas (dado pelas receitas contratuais, resultado do MCP e custos de transmissão), observou-se que a simples associação das fontes eólica e solar melhorou de 2% a 4% o desempenho econômico dos sítios estudados. Ao passo que, com a incorporação de sistema de armazenamento de energia a melhora dos resultados foi de 4% a 7%, com base em uma operação sem arbitragem de preços contra o PLD.

Por fim, evoluindo o modelo de otimização para permitir praticar uma arbitragem na gestão do SAE, em função das expectativas de geração e PLD, a melhora dos resultados econômicos foi de até 8% em relação ao caso base, de usinas eólicas e fotovoltaicas operando de forma dissociada.

Observa-se que os percentuais indicados se referem ao resultado da comercialização destas usinas, logo, os níveis de grandeza observados são, de fato, significativos para a expansão das fronteiras de *eficientização* econômica dessas tecnologias. Haja vista que percentuais entre 2% e 8% nas margens de retorno podem ter impacto muito significativo no retorno financeiro desses empreendimentos.

Destaca-se também que, no processo de construção deste trabalho, reuniu-se e conectou-se uma diversidade de informações pertinentes ao assunto, que constituem um importante material de caráter introdutório-contextual, com o qual se espera também poder contribuir e enriquecer trabalhos futuros.

Não obstante, na busca pela aferição dos benefícios econômicos da associação eólico-fotovoltaica aplicada ao caso brasileiro, apontou-se caminhos para acesso a dados horários históricos, bem como modelagens algébricas e estratégias de otimização que, além de demonstrar as economias esperadas, também poderão fomentar e substanciar o desenvolvimento de ferramentas para aplicação prática em projetos reais.

REFERÊNCIAS

AECOM. **Co-location Investigation**: A study into the potential for co-locating wind and solar farms in Australia. Sydney: Australian Renewable Energy Agency, 2016. p. 69.

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO — ANA. **Qualificação de Dados Hidrológicos e Reconstituição de Vazões Naturais no País**. Brasília: ANA, 2011. p. 66.

AHLSTROM, Mark et al. Hybrid Resources: Challenges, Implications, Opportunities, and Innovation. *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 19, n. 6, p. 37-44, 2021.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Consulta Pública nº 014/2019. Objetivo: obter subsídios para a elaboração de proposta de Resolução Normativa que discipline a implantação e operação de usinas híbridas. ANEEL, Brasília, 2019. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas-antigas?p_auth=LnkBNFR9&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_partici>. Acesso em: 5 Maio 2020.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA**. ANEEL, Brasília, 2021. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/siga>>. Acesso em: 13 jul. 2021.

ATLAS EÓLICO DA BAHIA. **Secretaria de Ciência e Tecnologia e Inovação do Estado da Bahia**, SENAI CIMATEC, Salvador, 2020. Disponível em: <<http://www2.secti.ba.gov.br/atlasWEB/>>. Acesso em: 26 abr. 2020.

AUSTRALIAN RENEWABLE ENERGY AGENCY — ARENA. Kennedy Energy Park. **Australian Renewable Energy Agency**, 2017. Disponível em: <<https://arena.gov.au/projects/kennedy-energy-park/>>. Acesso em: 10 Maio 2020.

BADWAWI, R. A.; ABUSARA, M.; MALLICK, T. A Review of Hybrid Solar PV and Wind Energy System. **Smart Science**, Cornwall - UK, v. 3, n. 3, p. 127-138, Janeiro 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.1080/23080477.2015.11665647>>. Acesso em: 18 maio 2020.

BRASIL. Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021. Altera a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, e o Decreto-Lei nº 1.383, de 26 de dezembro de 1974; transfere para a União as ações de titularidade da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) representativas do capital social da Indústrias Nucleares do Brasil S.A. (INB) e da Nuclebrás Equipamentos Pesados S.A. (Nuclep); e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 2 mar. 2021, p. 3. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/L14120.htm>. Acesso em: 13 jul. 2021.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA — CCEE. Leilões, 2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes?_adf.ctrl-state=mk0reon4_5&_afLoop=454872603413588#!>. Acesso em: 2 ago. 2021.

CAMPOS, R.A.; NASCIMENTO, R. D.; RÜTHER, R. The complementary nature between wind and photovoltaic generation in Brazil and the role of energy storage in utility-scale hybrid power plants. **Energy Conversion and Management**, Florianópolis, SC, v. 221, 10 jul. 2020.

CARVALHO, C. R. F. D. Projeto Híbrido Eólico-Solar em Caetité. **Brasil Energia**, jun. 2016. Disponível em: <<https://www.linkedin.com/pulse/projeto-h%C3%ADbrido-e%C3%B3lio-solar-em-caetit%C3%A9-freire-de-carvalho>>. Acesso em: 14 Maio 2020.

CECHIN, L. Brisa marítima e brisa terrestre/ brisa de vale e de montanha. **Meteorica**, 31 jan. 2012. Disponível em: <<http://meteorica.blogspot.com/2012/01/brisa-maritima-e-brisa-terrestre-brisa.html>>. Acesso: 14 ago. 2020.

CRESESB - CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENGENHARIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. 2015. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/>>. Acesso em: 22 jan. 2020.

CHINA IS LEADING THE INTEGRATION of Multi-energy Sources. **Hampton Holding**, London, 2019. Disponível em: <<https://www.hamptonholding.com/china-is-leading-the-integration-of-multi-energy-sources/>>. Acesso em: 19 Maio 2020.

COUTINHO, C. D. Q. E. S. **Introdução ao conceito de probabilidade por uma visão freqüentista: estudo epistemológico e didático**. São Paulo: PUC-SP, 1994. p. 151.

DATABASE FOR WIND + storage co-located projects. **WindEurope**, Brussels, Belgium, 18 July 2017. <https://windeurope.org/>, 2020. Disponível em: <<https://windeurope.org/about-wind/database-for-wind-and-storage-located-projects/#>>. Acesso em: 17 maio 2020.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Avaliação da Geração de Usinas Híbridas Eólico-Fotovoltaicas**: proposta metodológica e estudos de caso. Rio de Janeiro: EPE, 2017a. p. 36.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Caracterização do Recurso Eólico e Resultados Preliminares de sua Aplicação no Sistema Elétrico**. Rio de Janeiro: EPE, 2013. p. 46.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Usinas Híbridas no Contexto do Planejamento Energético**. Rio de Janeiro: EPE, 2019. p. 28.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Usinas Híbridas**: uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento. Rio de Janeiro: EPE, 2018. p. 31.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Workshop: "Usinas Híbridas no SIN". Empresa de Pesquisa Energética, 2019. Disponível em: <<https://epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-realiza-o-workshop-usinas-hibridas-no-sin->>. Acesso em: 15 jun. 2020.

ENERGYNAUTICS. In: INTERNATIONAL HYBRID POWER SYSTEMS WORKSHOP, 5. 2021. Disponível em: <<https://hybridpowersystems.org/virtual2021/facts/>>. Acesso em: 8 Maio 2021.

EUROPEAN ENERGY HAS acquired 85.8 MW of Vattenfall's renewable assets and projects. **Vattenfall**, London, 6 Oct. 2020. Disponível em: <<https://group.vattenfall.com/uk/what-we-do/our-projects/parc-cynog>>. Acesso em: 24 maio 2020.

FERREIRA, A. G.; MELLO, N. G. D. S. Principais Sistemas Atmosféricos Atuantes Sobre A Região Nordeste do Brasil e a Influência dos Oceanos Pacífico e Atlântico no Clima da Região. **Revista Brasileira de Climatologia**, v. 1, n. 1, 2005.

GE RENEWABLE ENERGY to Equip First Commercial U.S. Integrated Solar-Wind Hybrid Project. **General Electric Newsroom**, Boston, MA, 22 Feb. 2017. Disponível em: <<https://www.genewsroom.com/press-releases/ge-renewable-energy-equip-first-commercial-us-integrated-solar-wind-hybrid-project>>. Acesso em: 17 maio 2020.

GIZ. Combined Wind and Solar Auctions. Bilateral Energy Partnerships in Developing and Emerging Countries. Brasília, p. 25. 2021. Disponível em: https://www.energypartnership.com.br/fileadmin/user_upload/brazil/media_elements/Paper_Combined_Auctions_-_Diagramado_-_V9.pdf. Acessado em novembro de 2021.

GLOBAL WIND ATLAS. Global Wind Atlas, 2020. Disponível em: <<https://globalwindatlas.info/>>. Acesso em: 27 jul. 2020.

GOVERNO DA ÍNDIA. **National Wind-Solar Hybrid Policy**. New Delhi: Ministry of New and Renewable Energy, 2018. p. 8.

HISHAM, E. K.; AL GHAMEDI,. Hybrid Renewable Energy Systems in Saudi Arabia. **Applied Mechanics and Materials**, v. 781, p. 284-287, Aug. 2015.

INDIA'S FIRST WIND-SOLAR hybrid project. **Hero Future Energies**, London, 2019. Disponível em: <<https://www.herofutureenergies.com/blogs/india%E2%80%99s-first-wind-solar-hybrid-project>>. Acesso em: 19 maio 2020.

KENNEDY ENERGY PARK FIRST to combine wind, solar and battery technologies.. Australian Government, **Clean Energy Finance Corporation — CEFC**, 17 out. 2017. Disponível em: <<https://www.cefc.com.au/where-we-invest/case-studies/kennedy-energy-park-first-to-combine-wind-solar-and-battery-technologies/>>. Acesso em: 15 ago. 2021.

KHARE, V.; NEMA, S.; BARENDAR, P. Solar-wind hybrid renewable energy system: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 58, p. 23-33, May 2016.

KICKING COAL, OREGON EMERGES as a solar and energy storage development hub. **S&P Global Market Intelligence**, 2020. Disponível em: <<https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/latest-news-headlines/kicking-coal-oregon-emerges-as-a-solar-and-energy-storage-development-hub-57104313>>. Acesso em: 4 Maio 2020.

KLONARI, V. et al. Exploring the Viability of Hybrid Wind-Solar Power Plants. In: INTERNATIONAL HYBRID POWER SYSTEMS WORKSHOP, 4. 22-23 May 2019, Crete, Greece. **Proceedings...** Crete: Energynautics, 2019. Disponível em: <https://hybridpowersystems.org/crete2019/wp-content/uploads/sites/13/2020/03/3A_1_HYB19_063_paper_Klonari_Vasiliki.pdf>. Acesso em: 6 jun. 2020.

LEONI, et al. Projeto híbrido eólico-solar: Uma alternativa para aumentar a competitividade e facilitar a penetração de projetos fotovoltaicos de maior porte no país. **O Setor Elétrico**, São Paulo, Edição 134, mar. 2017. Disponível em: <<https://www.oseletrico.com.br/projeto-hibrido-eolico-solar/>>. Acesso em: 17 maio 2020.

LIU, Y. et al. Analysis on the hourly spatiotemporal complementarities between China's solar and wind energy resources spreading in a wide area. **Science China Technological Sciences**, v. 56, p. 683-692, Jan. 2013.

MACEDO, B. C.; PARTEZANI, G. P. **Estudo dos Impactos do MUST e da Garantia Física no Desenvolvimento de Parques Híbridos**. São Paulo: Escola Politécnica da USP, p. 81. 2019.

MARCOLIN, G. A. **Modelagem de Bancos de Baterias para Utilização em Dispositivos de Armazenamento de Energia em Sistemas Elétricos**. Porto Alegre: Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2021. p. 92.

MME. MME realiza webinar sobre “Diretrizes para o Leilão de Margem de Escoamento para Acesso ao Sistema Interligado Nacional”. Site do Ministério de Minas e Energia, 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-realiza-webinar-sobre-201cdiretrizes-para-o-leilao-de-margem-de-escoamento-para-acesso-ao-sistema-interligado-nacional201d>>. Acesso em: Março 2022.

NATIONAL CENTER FOR ATMOSPHERIC RESEARCH — NCAR. 2020. Disponível em: <<https://ncar.ucar.edu/>>. Acesso em: 18 jun. 2020.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO — ONS. Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 23 jun. 2021.

PAIVA, E. C. Energia Solar, No Topo Da Atmosfera, Ao Nível Do Solo E Simulações. **Revista Científica Multidisciplinar Núcleo do Conhecimento**, v. 7, n. 12, p. 51-68, dez. 2018. Disponível em: <<https://www.nucleodoconhecimento.com.br/engenharia-agricola/no-topo-da-atmosfera>>. Acesso em: 24 jun. 2020.

PAIVA, L. **Projetos híbridos eólicos e solares fotovoltaicos complementares: Análise das vantagens e sinergia**. São Paulo: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, p. 63. 2015.

PAYBACK. **Dicionário Financeiro**, 5 jul. 2017. Disponível em: <<https://www.dicionariofinanceiro.com/payback/>>. Acesso em: 9 out. 2021.

PELO PODER DO SOL e dos ventos: modelo híbrido da GE vai deixar a energia mais limpa e eficiente. **GE Reports Brasil**, São Paulo, 30 ago. 2017. Disponível em: <<https://gereportsbrasil.com.br/pelo-poder-do-sol-e-dos-ventos-modelo-h%C3%ADbrido-da-ge-vai-deixar-a-energia-mais-limpa-e-eficiente-63868ca09265>>. Acesso em: 24 Maio 2020.

PORTLAND GENERAL ELECTRIC AND NEXT ERA Energy Resources to develop nation's first major energy facility co-locating wind, solar and battery storage . **Portland General Electric**, Portland, OR, 8 Dec. 2020. Disponível em: <<https://www.portlandgeneral.com/our-company/news-room/news-releases/2019/02-13-2019-portland-general-electric-and-nextera-energy-resources-to-develop-en>>. Acesso em: 16 maio 2020.

PRIMEIRO PARQUE HÍBRIDO de energia renovável do país é inaugurado em PE. **G1 Caruaru e Região**, Caruaru-PE, 25 set. 2019. <http://g1.globo.com/>, 2015. Disponível em: <<http://g1.globo.com/pe/caruaru-regiao/noticia/2015/09/primeiro-parque-hibrido-de-energia-renovavel-do-pais-e-inaugurado-em-pe.html>>. Acesso em: 16 maio 2020.

RENOVA ENERGIA S.A. **Relatório Anual e de Sustentabilidade**. Renova Energia S.A. [S.l.], p. 128. 2013.

RENOVA ENERGIA S.A. **Relatório de Administração** 2016. [S.l.], p. 7. 2016.

SAURABH. India Allocates 720 Megawatts In Second Solar-Wind Hybrid Auction. **CleanTechnica**, 30 May 2019. Disponível em: <<https://cleantechnica.com/2019/05/30/india-allocates-720-megawatts-in-second-solar-wind-hybrid-auction/>>. Acesso em: 16 maio 2020.

SEEGER, D. A energia fotovoltaica aumenta a eficiência do uso da terra em mais de 60%. **PV Magazine**, 1 dez. 2017. Disponível em: <<https://www.pv-magazine-latam.com/brasil-noticias/a-energia-fotovoltaica-aumenta-a-eficiencia-do-uso-da-terra-em-mais-de-60/>>. Acesso em: 13 out. 2020.

SILVA, G. R. **Características de Vento da Região Nordeste—Análise, Modelagem e Aplicações para Projetos de Centrais Eólicas**. Recife: Universidade Federal de Pernambuco., p. 141. 2003.

SLUSAREWICZ, H.; COHAN, S. Assessing solar and wind complementarity in Texas. **Renewables: Wind, Water, and Solar**, Houston, v. 5, p. 7, Nov. 2018.

SOBRE O ONS — Procedimentos de Rede. **Operador Nacional do Sistema Elétrico**, Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 23 jun. 2020.

SOLARGIS. Weather data and software for solar power investments. **SolarGIS**, 2020. Disponível em: <<https://solargis.com/>>. Acesso em: 24 jun. 2020.

SOUZA, D. C. D. **Brisa na Costa do Norte e Nordeste**. São José dos Campos: INPE, 2016. p. 178.

SPIEGEL, M. R.; SCHILLER, J. J.; SRINIVASAN, R. A. **Probability and Statistics**. 3^a. ed. New York, NY: McGraw-Hill, 2009. 424 p.

STEGGEL, N.; OSMOND, D.; BURNS, G. **Knowledge Sharing (Finclose Report)**. Queensland: Windlab, 2018. p. 25.

TARIFAS DE TRANSMISSÃO (TUST) - Novos Recursos de Análise. **Epowerbay**, 7 fev. 2019. Disponível em: <<https://www.epowerbay.com/single-post/2019/02/07/tarifas-de-transmiss%C3%A3o-novidade-no-epowerbay>>. Acesso em: 21 abr. 2021.

TENDDULKAR, S. India's first hybrid project online. **Windpower Monthly**, 2018. Disponível em: <<https://www.windpowermonthly.com/article/1463046/indias-first-hybrid-project-online>>. Acesso em: 13 maio 2020.

TRABISH, H. K. UtilityDive. Solar + wind + storage developers 'gearing up' as hybrid projects edge to market, 2019. Disponível em: <<https://www.utilitydive.com/news/solar-wind-storage-developers-gearing-up-as-hybrid-projects-edge-to-m/556480/>>. Acesso em: 20 jun. 2020.

TRANNIN, M. **Desafios e oportunidades para a geração de energia elétrica por fontes renováveis no Brasil**: estudo de caso sobre a Usina híbrida de Tacaratu (PE). Rio de Janeiro: Enel Green Power, 2016. p. 4-7.

VESTAS. 2MW Platform. **Vestas**, 2020. Disponível em: <https://www.vestas.com/en/products/2-mw-platform/v100-2_0_mw#!>.

VORTEX. Modeling the Wind. **Vortex**, 2020. Disponível em: <<https://vortexfdc.com/>>. Acesso em: 2020.

WITZLER, L. T. **Metodologia para reconstrução de séries históricas de vento e geração eólica visando a análise da complementariedade energética no Sistema Interligado Nacional**. 2014, 213p. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica. Universidade de São Paulo. 2014.

YANG, H.; WEI, Z.; CHENGZHI, L. Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid solar–wind power generation system. **Applied Energy**, Västerås — Sweden, v. 86, n. 2, p. 163-169, Feb. 2009.

ZAPPA, W.; VAN DEN BROEK, M. Analysing the potential of integrating wind and solar power in Europe using spatial optimisation under various scenarios. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Utrecht, Netherlands, v. 94, p. 1192-1216, Oct. 2018.