

Fábio Alves de Braz Coutinho

**Análise da complementaridade energética na
Bacia do Rio São Francisco: Estratégias para
sistemas híbridos de geração renovável**

Brasil

2025, Fevereiro

.Catalogação de Publicação na Fonte. UFPE - Biblioteca Central

Coutinho, Fabio Alves de Braz.

Complementaridade energética de fontes renováveis:
hidroelétrica, solar e eólica na bacia do Rio São Francisco
Brasil 2025 / Fabio Alves de Braz Coutinho. - Recife, 2025.
146 f.: il.

Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro
de Tecnologia e Geociência, Programa de Pós-Graduação em
Tecnologias Energéticas e Nucleares, 2025.

Orientação: Chigueru Tiba.

Coorientação: Olga de Castro Vilela.

Inclui referências.

1. Sistemas híbridos renováveis; 2. Complementaridade
energética; 3. Mixagem em sistemas híbridos; 4. Uso múltiplo da
água; 5. LCOE. I. Tiba, Chigueru. II. Vilela, Olga de Castro.
III. Título.

UFPE-Biblioteca Central

Fábio Alves de Braz Coutinho

**Análise da complementaridade energética na Bacia do Rio
São Francisco: Estratégias para sistemas híbridos de
geração renovável**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Doutor em Tecnologias Energéticas e Nucleares.

Área de Concentração: Fontes Renováveis de Energia

Universidade Federal de Pernambuco - UFPE

Centro de Tecnologia e Geociência

Programa de Pós-Graduação em Tecnologia Energéticas e Nucleares - PROTEN

Orientador: Chigueru Tiba

Coorientadora: Olga de Castro Vilela

Brasil

2025, Fevereiro

Agradecimentos

Gostaria de nessas linhas expressar minha gratidão a todas as pessoas que estiveram comigo até aqui, primeiramente à pessoa sem a qual isso não seria possível: Professor Tiba. Não só por todos os conhecimentos acadêmicos, que foram inúmeros, mas pelos ensinamentos para a vida que foram ainda maiores. Obrigado!

Agradeço ainda, a toda equipe do PROTEN, às secretárias, à coordenação e ao corpo docente, à banca de defesa e comitê de acompanhamento por todas as elucidativas contribuições. Agradecimento especial ao patrocínio do CNPq.

Ademais, também sou grato aos meus pais, por terem me criado e apoiado - o Sr. Braz e a Sra. Elisangela - , aos meus irmãos, por, apesar de serem mais novos, ensinarem-me a ser uma pessoa melhor. Amarelo e Lau, amo vocês de um jeito que nem consigo colocar em palavras. Sem vocês, eu desistiria fácil! Também estendo minha gratidão aos demais familiares, de maneira especial ao meu professor de matemática, tio Marcônio, cujos ensinamentos direcionaram-me até aqui.

Obrigado aos meus amigos, por todos os momentos de descontração e paz que me proporcionaram, ao inoxidável Megazord Pernetá e a Carrão e Camilla. Sem vocês, tudo isso seria muito mais difícil.

Um agradecimento final à Lorena, que chegou no fim, mas me ajudou a concluir, além de ter sido inacreditavelmente compreensiva.

Resumo

As significativas mudanças dos regimes hidrológicos, provocadas pelas mudanças climáticas globais, demonstraram, nos últimos anos, a vulnerabilidade da produção elétrica brasileira. As grandes centrais hidrelétricas estão funcionando muito aquém do seu fator de capacidade original por falta de água. Com isso, a otimização das usinas hidroelétricas e a utilização da capacidade ociosa da linha de transmissão de energia, caso ela exista, podem ser feitas com a adição de energias locais novas, como a energia solar e eólica, particularmente em Sobradinho. Dentro deste contexto, este trabalho mostrou as possibilidades de complementaridade das energias solar, eólica e hidroelétrica nas grandes usinas localizadas na bacia do rio São Francisco. Para isso, foram utilizados dados climáticos de estações meteorológicas e de satélites, devidamente validados para a avaliação da complementaridade dos recursos energéticos e de potência, utilizando as métricas estatísticas de Pearson, Spearman e Kendall. Diferentes configurações do campo solar (fixo com variação de azimute e inclinação em relação à horizontal e com rastreamento) foram simuladas e observou-se que as variações das configurações do campo solar podem modificar todas as métricas utilizadas; o fator de capacidade, por exemplo, pode variar em mais de 50%, com as mudanças na geometria da usina solar. A metodologia desenvolvida apresentou a formulação unificada das variáveis operacionais importantes de um sistema híbrido (fator de capacidade, estabilidade, despachabilidade, contingenciamento, reserva, custo nivelado de energia 'LCOE' e otimização do uso da água), de forma unificada em função do mix e dos fatores de capacidade singelos. O estudo demonstrou que há complementaridade entre os recursos hidráulicos, solar e eólico, avaliado por meio dos índices de complementaridade estatísticos. Também foi identificado um efeito importante da escala temporal na complementaridade, podendo a correlação modificar-se de similaridade para complementaridade ao modificar a escala temporal. Dentro de um mix, as configurações híbridas onde as modalidades energéticas são as mesmas, possuem as métricas analisadas melhoradas; a estabilidade, por exemplo, pode ser aperfeiçoada em até 13%. Em seguida, foram construídos diversos gráficos, todos em função da razão entre capacidade eólica e solar, que permitiram identificar o mix ótimo para uma dada estabilidade. Além da possibilidade de definir proporções de mix onde as métricas são otimizadas, para a estabilidade na escala horária, a configuração do mix cujas as proporções relativas entre as capacidades hidroelétrica, solar e eólica são respectivamente 1:0,5:1,5, alcança o limiar de melhor estabilidade. Em síntese, foram desenvolvidas ferramentas para estudos exploratórios necessários para um projeto conceitual. O conhecimento e a compreensão propiciados pela metodologia permitiram identificar os potenciais locais de instalação (localização ótima) e também definir alguns mixes de interesse. Adicionalmente, o estudo demonstrou que é possível otimizar o uso da água com um acréscimo de 13-24% na capacidade instalada em Sobradinho com energia solar ou eólica pode produzir a mesma energia enquanto opera dentro do mínimo estabelecido pela ANA, considerando o ano típico dos últimos 10 anos. Completando o

estudo, o LCOE foi calculado para instalação terrestre ou flutuante do sistema híbrido em Sobradinho. O que se verificou foi que, se a instalação for terrestre, a hibridização deve privilegiar a eólica (LCOE 25% menor), porém, caso seja flutuante, a solar (LCOE 50% menor).

Palavras-chave: sistemas híbridos renováveis, complementaridade energética, uso múltiplo da água, custo nivelado de energia

Abstract

Significant changes in hydrological regimes caused by global climate change have demonstrated the vulnerability of Brazilian electricity production in recent years. Large hydroelectric plants are operating far below their original capacity factor due to lack of water. Therefore, the optimization of hydroelectric plants and the use of idle capacity in the power transmission line, if any, can be done by adding new local energy sources, such as solar and wind energy, particularly in Sobradinho. In this context, this study showed the possibilities of complementarity between solar, wind and hydroelectric energy in large plants located in the São Francisco River basin. For this purpose, climate data from meteorological stations and satellites were used, duly validated to assess the complementarity of energy and power resources, using the statistical metrics of Pearson, Spearman and Kendall. Different configurations of the solar field (fixed with variation of azimuth and inclination in relation to the horizontal and with tracking) were simulated and it was observed that variations in the configurations of the solar field can modify all the metrics used; the capacity factor, for example, can vary by more than 50%, with changes in the geometry of the solar plant. The methodology developed presented the unified formulation of the important operational variables of a hybrid system (capacity factor, stability, dispatchability, contingency, reserve, levelized cost of energy (LCOE) and optimization of water use), in a unified manner based on the mix and simple capacity factors. The study demonstrated that there is complementarity between hydraulic, solar and wind resources, assessed by means of statistical complementarity indexes. An important effect of the time scale on complementarity was also identified, with the correlation being able to change from similarity to complementarity when changing the time scale. Within a mix, hybrid configurations where the energy modalities are the same have improved metrics analyzed; stability, for example, can be improved by up to 13%. Next, several graphs were constructed, all based on the ratio between wind and solar capacity, which allowed the identification of the optimal mix for a given stability. In addition to the possibility of defining mix proportions where metrics are optimized for hourly stability, the mix configuration whose relative proportions between hydroelectric, solar and wind capacities are respectively 1:0.5:1.5, achieves the best stability threshold. In summary, tools were developed for exploratory

studies necessary for a conceptual design. The knowledge and understanding provided by the methodology allowed the identification of potential installation sites (optimal location) and also the definition of some mixes of interest. Additionally, the study demonstrated that it is possible to optimize water use with a 13-24% increase in installed capacity in Sobradinho with solar or wind energy that can produce the same energy while operating within the minimum established by ANA, considering the typical year of the last 10 years. Completing the study, the LCOE was calculated for onshore or floating installation of the hybrid system in Sobradinho. What was found was that, if the installation is on land, hybridization should favor wind power (LCOE 25% lower), however, if it is floating, solar power (LCOE 50% lower).

Keywords: renewable hybrid systems, energy complementarity, multipurpose water use, LCOE

Lista de ilustrações

Figura 1 – Energia elétrica produzida no Brasil por fonte	17
Figura 2 – Localizações da bacia do rio São Francisco perante o Brasil e dos aproveitamentos hidroelétricos	18
Figura 3 – A topologia das usinas hidrelétricas da bacia do rio São Francisco, qualificação do tipo de usina e a capacidade de armazenamento de água	19
Figura 4 – Evolução temporal do Fator de Capacidade da UHE de Luiz Gonzaga .	21
Figura 5 – Evolução temporal do Fator de Capacidade da UHE de Sobradinho . .	21
Figura 6 – Ilustração do problema da curva de Pato na geração FV	26
Figura 7 – Instruções para leitura de correlações estatísticas	33
Figura 8 – Esquema de hidroelétrica com turbina reversível	43
Figura 9 – Esquema de usina fotovoltaica	43
Figura 10 – Esquema de usina eólica	44
Figura 11 – Curva esquemática da demanda e geração energética, considerando a integração com fontes renováveis	44
Figura 12 – Esquema do fluxo de energia elétrica em um sistema híbrido	45
Figura 13 – Fluxograma Global da divisão do trabalho	52
Figura 14 – Potencial da energia solar e eólica no NE do Brasil	54
Figura 15 – Fluxograma utilizado para a avaliação espaço-temporal da complementaridade dos recursos energéticos renováveis na bacia do Rio São Francisco	55
Figura 16 – Estação Meteorológica Típica - INMET	58
Figura 17 – Diagrama mostrando as situações onde a variabilidade do sistema híbrido diminui	69
Figura 18 – Exemplo pra Cálculo de Estabilidade	69
Figura 19 – Carga Elétrica da Região Nordeste - Perfil Horário	71
Figura 20 – Carga Elétrica da Região Nordeste - Ano Padrão	71
Figura 21 – Diagrama esquemático para a otimização do uso de água	73
Figura 22 – Fluxograma do procedimento de cálculo dos mixes para otimização do uso de água	74
Figura 23 – Índice global de Pearson para todas as energias renováveis consideradas em todas as grandes usinas do rio SF	80
Figura 24 – Índice global de Spearman para todas as energias renováveis consideradas em todas as grandes usinas do rio SF	81
Figura 25 – Índice global de Kendall para todas as energias renováveis consideradas em todas as grandes usinas do rio SF	82

Figura 26 – Índice de Kendall Mensal - Três Marias	85
Figura 27 – Índice de Kendall Mensal - Sobradinho	85
Figura 28 – Índice de Kendall Mensal - Luiz Gonzaga	86
Figura 29 – Índice de Kendall Mensal - Complexo P. Afonso	86
Figura 30 – Disponibilidade Energética	87
Figura 31 – Perfil Sazonal Diário (irradiação solar e velocidade do vento)- Três Marias	89
Figura 32 – Perfil Sazonal Diário (irradiação solar e velocidade do vento) - Sobradinho	89
Figura 33 – Perfil Sazonal Diário (irradiação solar e velocidade do vento) - Luiz Gonzaga	90
Figura 34 – Perfil Sazonal Diário (irradiação solar e velocidade do vento)- Complexo Paulo Afonso	91
Figura 35 – Perfil Diário do FC usinas singelas - Sobradinho	92
Figura 36 – Perfil Diário sazonal das Usinas individuais – co-localizadas em Sobra- dinho	94
Figura 37 – Ano padrão Sobradinho	98
Figura 38 – Fator de Capacidade em função da carga - Sobradinho - Perfil diário .	106
Figura 39 – Balanço energético normalizado- Sobradinho - Perfil diário	107
Figura 40 – Potência vs carga - Sobradinho - Ano Padrão	108
Figura 41 – Balanço energético normalizado - Sobradinho - Ano Padrão	109
Figura 42 – Superfície de combinação de mixes que não necessitam de adaptação da infraestrutura (aumento da capacidade de transmissão)	114
Figura 43 – Perfil diários FC de mixes selecionados - Sobradinho	115
Figura 44 – Ano Padrão FC mix - Sobradinho	115
Figura 45 – Estabilidade absoluta vs relação eólica / solar instalada - perfil diário- Sobradinho	118
Figura 46 – Estabilidade absoluta vs relação eólica / solar instalada ano padrão- Sobradinho	121
Figura 47 – Perfil - Diário - Balanço Energético mix escolhidos - Sobradinho	124
Figura 48 – Despachabilidade do sistema híbrido em função da relação eólica / solar - perfil diário- Sobradinho	125
Figura 49 – Ano Padrão Balanço Energético mix escolhidos - Sobradinho	126
Figura 50 – Despachabilidade vs relação capacidade eólica / solar para Ano Padrão- Sobradinho	127
Figura 51 – Vazões Turbinada e Defluente Ano típico - Sobradinho	129
Figura 52 – Relação entre Fator de Capacidade vs Vazão Turbinada - Sobradinho .	130
Figura 53 – Solução do mix ideal para manutenção da vazão de 800 m ³ /s - Sobradinho	130
Figura 54 – Vazão Turbinada e Vazão Defluente (2017) - Sobradinho	131
Figura 55 – Relação Fator de Capacidade vs Vazão Turbinada 2017 - Sobradinho .	131

Figura 56 – Solução do mix ideal para manutenção da vazão de 700 m ³ /s (restrição severa)- Sobradinho	132
Figura 57 – Fator de Capacidade vs LCOE vs razão eólica/solar- Sobradinho - Mix 1H:1S:nE	133
Figura 58 – Fator de Capacidade vs LCOE vs razão eólica/solar- Sobradinho - Mix 1H:0,5S:nE	133

Lista de tabelas

Tabela 1 – Evolução da capacidade instalada acumulada da geração centralizada (MW)	22
Tabela 2 – Estudos sobre complementaridade das energias renováveis no Brasil . .	38
Tabela 3 – Publicações sobre SPHER últimos 10 anos no Brasil	42
Tabela 4 – Estações do INMET mais próximas das hidroelétricas	56
Tabela 5 – Principais usinas hidroelétricas no rio São Francisco	56
Tabela 6 – Características da Turbina da usina eólica	61
Tabela 7 – Características da módulo Fotovoltaico	64
Tabela 8 – Características inversor	64
Tabela 9 – Valores CAPEX, OPEX e LCOE para usinas hidroelétrica, eólica e solar.	76
Tabela 10 – Índice de Pearson para irradiação solar entre os bancos de dados analisados	78
Tabela 11 – Índice de Pearson para velocidade do vento entre os bancos de dados analisados	78
Tabela 12 – Fatores de Capacidade de todas as usinas singelas co-localizadas em Sobradinho	93
Tabela 13 – Correlações estatísticas médias e desvio padrão (entre parênteses) usinas individuais - Perfil Diário, médio plurianual	95
Tabela 14 – Correlações estatísticas e desvio-padrão (entre parenteses) para usinas individuais - Ano padrão	97
Tabela 15 – Correlações estatísticas médias e desvio-padrão (entre parênteses) usinas individuais - Perfil Diário, médio plurianual	100
Tabela 16 – Índices de Estabilidade Absoluta e Relativa - Perfil Diário, Médio Plurianual	101
Tabela 17 – Índices de Estabilidade - Sazonal - Sobradinho	103
Tabela 18 – Índices de Estabilidade - Sazonal	105
Tabela 19 – Despachabilidade - Perfil diário	106
Tabela 20 – Despachabilidade - Ano Padrão	109
Tabela 21 – Despachabilidade - Sazonal - Sobradinho	110
Tabela 22 – Fator de Carga mix - Perfil Diário	112
Tabela 23 – Índices de Estabilidade Absoluto e Relativo - Perfil Diário, Médio Plurianual	117
Tabela 24 – Estabilidade mix - Ano Padrão	120
Tabela 25 – Índices de Estabilidade - Sazonal - Mix Sobradinho	122
Tabela 26 – Despachabilidade mix - Perfil diário e Ano Padrão	123
Tabela 27 – Despachabilidade - Sazonal - Mix Sobradinho	127

Lista de abreviaturas e siglas

CA	Corrente Alternada
ANA	Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATB	Annual Technology Baseline
BEN	Balanco Energético Nacional
CAMS	Copernicus Atmosphere Monitoring Service
CASIO	California Independent System Operator
CAPEX	Capital Expenditure
CC	Corrente Contínua
DENA	Agência Alemã de Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC	Fator de Capacidade
FV	Fotovoltaico
IEA	International Energy Agency
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
IPCC	Painel Intergovernamental para a Mudança Climática
LCOE	Levelized Cost of Energy
LT	Linha de Transmissão
NASA	Administração Nacional da Aeronáutica e Espaço
POWER	The Prediction Of Worldwide Energy Resources
PPC	Paridade de Poder de Compra
NE	Nordeste
ONS	Operador Nacional do Sistema

OPEX	Operational Expenditure
PHES	Pumped Hybrid Energy System
RPN	Rede de Potência Elétrica Nacional
SPHR	Sistema de Potência Híbrido Renovável
SAM	System Model Advisor
TMY	Typical Meteorological Year
UHE	Usina Híbrida de Energia
VRE	Variable Renewable Energy

Lista de símbolos

\bar{X}	Média de X
X_i	Medida x na posição i
ρ	Correlação de Pearson
r_s	Correlação de Spearman
σ	Desvio padrão
τ	Correlação de Kendall
C	número de pares concordantes
D	número de pares discordantes
est	Estabilidade
P(t)	Potência no instante t (MW)
\bar{P}	Potência média (MW)
Acc	Corrente contínua - Ampère
Aca	Corrente alternada - Ampère
Vca	Tensão em corrente contínua - Volts
Vcc	Tensão em corrente alternada - Volts
θ	ângulo azimute - °
β	ângulo de inclinação °
FC	Fator de capacidade - %
\overline{FC}	média do Fator de Capacidade - %
FC_{DC}	Fator de capacidade - corrente direta - %
FC_{AC}	Fator de capacidade - corrente alternada - %
FC_{mix}	Fator de capacidade - corrente direta - %
$\overline{FC_{mix}}$	média do Fator de Capacidade do mix - %

FC_s	Fator de capacidade da usina solar - %
$\overline{FC_s}$	média do Fator de Capacidade da usina solar - %
FC_e	Fator de capacidade da usina eólica - %
$\overline{FC_e}$	média do Fator de Capacidade da usina eólica - %
FC_h	Fator de capacidade da usina hidroelétrica - %
$\overline{FC_h}$	média do Fator de Capacidade da usina hidroelétrica - %
m	proporção de energia
n	proporção de energia
I_{stab}	índice de estabilidade absoluto
c_{stab}	índice de estabilidade relativo
I_{desp}	índice de despachabilidade
C(t)	Carga no instante t - MW
\bar{c}	média da carga - MW
LCOE	Custo nivelado - US\$/kW
c_n	custo no ano n - US\$
d	taxa de desconto - %
OPEX	Custo operação - US\$/kW
CAPEX	Custo instalação - US\$/kW
$LCOE_{híbrido}$	LCOE de usina híbrida - US\$/kW
$LCOE_{hid}$	LCOE de usina hidrelétrica - US\$/kW
$LCOE_{eól}$	LCOE de usina eólica - US\$/kW
$LCOE_{sol}$	LCOE de usina solar - US\$/kW

Sumário

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Contextualização da geração da eletricidade no Brasil	17
1.1.1	Situação da energia hidráulica na bacia do São Francisco	18
1.1.2	Evolução da inserção das energia eólica e solar na matriz elétrica do Brasil	22
1.1.3	Sistema de Potência híbrido com energias renováveis	23
1.2	Objetivos	24
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	26
2.1	Curva Pato	26
2.2	Nexo entre água-energia-alimento	27
2.3	Complementaridade dos recursos energéticos renováveis através de correlações estatísticas	28
2.3.1	Correlação de Pearson	28
2.3.2	Correlação de Spearman	30
2.3.3	Correlação de Kendall	31
3	ESTADO DA ARTE	34
3.1	Antecedentes de estudos sobre complementaridade dos Recursos Energéticos renováveis	34
3.2	Lacunas no conhecimento	36
3.3	Sistema de Potência Híbrido com Energias Renováveis (SHER)	39
3.3.1	Usina Hidroelétrica	41
3.3.2	Usina Solar FV	42
3.3.3	Usina Eólica	43
3.3.4	Sistemas híbridos com energias renováveis	44
3.4	Focos das pesquisas em Sistema híbrido Solar, Eólico e Hidroelétrico	46
3.4.1	Diferenciais do Projeto de Usina híbrida	47
3.5	Fator de Capacidade	48
3.6	Estabilidade Energética	49
3.7	Otimização do Uso da Água	51
4	MATERIAL E MÉTODOS	52
4.1	Local de Estudo	53
4.2	Complementaridade dos recursos energéticos renováveis na bacia do Rio São Francisco	54
4.2.1	Seleção e Avaliação dos Bancos de Dados dos recursos energéticos renováveis	55

4.2.2	Energia Hidroelétrica	56
4.2.3	Energia Solar e Eólica	57
4.2.4	Preparação do Banco de dados	58
4.2.5	Complementaridade dos recursos energéticos renováveis	59
4.3	Complementaridade dos SPHER	59
4.3.1	Usinas co-localizadas em Sobradinho	60
4.3.1.1	Hidroelétrica	60
4.3.1.2	Eólica	60
4.3.1.3	Solar	63
4.3.2	Métricas para análise de sistemas híbridos	65
4.3.3	Fator de Capacidade	66
4.3.4	Índice de Estabilidade Energética	67
4.3.5	Índice de Despachabilidade	70
4.3.6	Métrica do Tempo	72
4.3.7	Sistema Híbrido e Uso Múltiplo da Água	72
4.3.8	Configurações dos Sistemas Híbridos	74
4.3.9	Custo Nivelado de Energia (LCOE) do Sistema híbrido	75
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	77
5.1	Análise da Complementaridade Espaço/Temporal dos Recursos Energéticos Renováveis	77
5.1.1	Avaliação dos Bancos de Dados - Parte I	77
5.1.2	Complementaridade de Recursos energéticos	79
5.2	Valor adicionado pelas configurações geométricas e tecnológicas diversas da Usina FV - Parte II	91
5.2.1	Fator de Capacidade	92
5.2.1.1	Perfil Horário médio plurianual	92
5.2.1.2	Perfil Horário, médio mensal	93
5.2.2	Correlação Estatística das Usinas singelas	94
5.2.2.1	Correlação estatística - Perfil horário	94
5.2.2.2	Correlações estatísticas - Sazonal	97
5.2.2.3	Correlação estatística - Sazonal	98
5.2.3	Estabilidade	101
5.2.3.1	Estabilidade, perfil diário plurianual	101
5.2.3.2	Estabilidade - Sazonal	103
5.2.3.3	Estabilidade - Ano Padrão	104
5.2.4	Despachabilidade	105
5.2.4.1	Despachabilidade - Perfil horário	105
5.2.4.2	Despachabilidade - Ano Padrão	108

5.2.5	Despachabilidade Sazonal	110
5.3	Análise dos sistemas de potência híbridos com energias renováveis (SPHER) - Parte III	111
5.3.1	Fator de Capacidade	112
5.3.1.1	Fator de Capacidade - Período Intra-diário	112
5.3.1.2	Fator de Capacidade - Sazonal	115
5.3.2	Estabilidade	116
5.3.2.1	Estabilidade - Perfil horário	116
5.3.3	Estabilidade - Ano Padrão	118
5.3.4	Estabilidade - Sazonal	121
5.3.5	Despachabilidade	121
5.3.5.1	Despachabilidade Intra-diário	122
5.3.5.2	Despachabilidade - Ano Padrão	125
5.3.6	Despachabilidade - Sazonal	127
5.4	Uso Múltiplo da Água e Análise Econômica - Parte IV	128
5.4.1	Otimização do uso das águas	128
5.4.2	Análise Econômica	132
6	CONCLUSÃO	134
	REFERÊNCIAS	138

1 Introdução

1.1 Contextualização da geração da eletricidade no Brasil

A energia elétrica é atualmente um dos aspectos mais importantes da vida humana. Desde a sua popularização, a demanda global por ela só tem aumentado, e não há sinais de que essa tendência mudará. Pelo contrário, a velocidade do aumento da demanda continuará a crescer com a eletrificação da matriz energética mundial.

Em paralelo a isso, as fontes para a produção da eletricidade mundial estão passando por grandes mudanças. No momento, 30% da eletricidade mundial é produzida por fontes renováveis. (EMBER, 2024) Essa tendência da produção de eletricidade baseada em energias renováveis ocorre principalmente devido à preocupação em diminuir a emissão de gases do efeito estufa e também porque algumas energias renováveis estão se posicionando entre as formas mais competitivas economicamente, como a energia solar fotovoltaica e eólica.

No Brasil, a matriz energética é predominantemente renovável, principalmente por causa da grande produção de hidroeletricidade, aproximadamente 85% da eletricidade produzida no Brasil é de origem renovável, conforme pode ser visto na figura 1.



Figura 1 – Energia elétrica produzida no Brasil por fonte
Fonte: (BEN, 2023)

Apesar do grande potencial hidroelétrico brasileiro, caso o índice histórico de crescimento de consumo de energia elétrica prevaleça, pode-se afirmar que na próxima década não haverá mais energia hidráulica disponível para expansão, pois a capacidade instalada já atingiu 83% desse potencial (BEN, 2023). Além disso, a maior parte do potencial ainda disponível está concentrada na região norte do Brasil, que é caracterizada por áreas ambientalmente relevantes, ricas em biodiversidade e com a presença de povos indígenas (Floresta Amazônica). Assim, a construção de novas usinas hidroelétricas deverá ter em consideração a relação entre a demanda energética da sociedade e a degradação ambiental resultante. Nesse contexto, outras fontes de energia precisam ser consideradas, como as energias solar e eólica que ainda estão muito subutilizadas, ao mesmo tempo em que essas tecnologias estão plenamente viáveis economicamente (USEIA, 2023). Em adição a isso, a água armazenada nas usinas hidroelétricas já existentes também não pode ser utilizada apenas para produção de energia, uma vez que a água possui o caráter de usos múltiplos, pois, além da produção de eletricidade, as usinas também possuem funções de reguladoras de fluxos dos rios, segurança do suprimento de água para uso humano, agricultura e pecuária.

1.1.1 Situação da energia hidráulica na bacia do São Francisco

A capacidade instalada de geração hidroelétrica no Brasil, tomando como ano de referência 2023, era de 108.392 MW e 11.037 MW para o Nordeste do Brasil (ONS, 2021). A bacia do São Francisco contribuiu com 10.231 MW, o que correspondeu a uma significativa quantidade de cerca de 9,6% da capacidade instalada de hidroelétricas no Brasil. A bacia do rio São Francisco está localizada no Nordeste do Brasil, em uma região com predominância do clima semiárido, Figura 2.



Figura 2 – Localizações da bacia do rio São Francisco perante o Brasil e dos aproveitamentos hidroelétricos

(ANA, 2024)

A figura 3 mostra a topologia das usinas hidrelétricas da bacia do rio São Francisco,

o tipo de usina (fio de água ou reservatório) e a capacidade de armazenamento de água. Destacam-se três unidades de geração UHEs, com capacidades significativas de geração e armazenamento de água: Três Marias no Alto São Francisco (396 MW e Volume útil = 15.278 hm³), Itaparica (1480 MW e Volume útil = 3.548 hm³) e Sobradinho (1050 MW e Volume útil = 28.669 hm³).

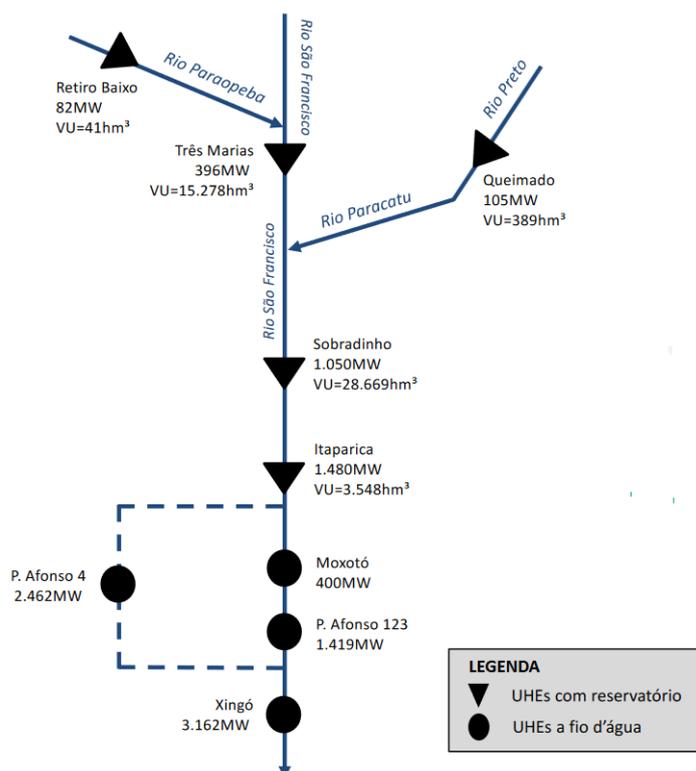


Figura 3 – A topologia das usinas hidrelétricas da bacia do rio São Francisco, qualificação do tipo de usina e a capacidade de armazenamento de água (ONS, 2021)

A principal fonte de geração renovável no Brasil é a energia hidroelétrica e é bastante sensível às variabilidades sazonais e anuais introduzidas pelos fenômenos como El Niño e La Niña, e potencializada tanto em magnitude quanto em frequência pelas mudanças climáticas globais.

Em 2024, a Amazônia experimentou seca histórica quando os níveis de água no rio Negro atingiram 12,66 metros, a média histórica é de 17 metros. Nesta região, as anomalias de temperatura máxima e mínima mensais de outubro também superaram os valores recordes anteriores registrados em 2015 (+3 °C acima do normal, considerando a média de 1981–2020) (ESPINOZA et al., 2024). Além disso, as secas serão ainda mais imprevisíveis, especialmente com os efeitos do El Niño/Oscilação Sul, devido à predileção por terras mais úmidas durante os eventos de La Niña. O aquecimento global tornará as secas mais intensas (TRENBERTH et al., 2014). Apesar da incerteza em relação às projeções, possíveis mudanças como a morte de florestas e a savanização podem ocorrer,

principalmente no sudeste da Amazônia, até 2050 (CARVALHO et al., 2020).

Da mesma forma, as consequências das mudanças climáticas também afetam a vazão do Rio São Francisco, Rio Tocantins e Rio Parnaíba; além disso, existem projeções que estes deverão diminuir 46%, 31% e 26%, respectivamente, nas próximas 3 décadas em comparação com os dados de 1961 a 1990. Adicionalmente, as crescentes demandas por água do Rio São Francisco podem se tornar maiores do que a vazão disponível até a década de 2030. Enquanto é esperado que a produção hidrelétrica dos rios São Francisco e Parnaíba poderia potencialmente cessar na segunda metade do século XXI. (JONG et al., 2021).

As muitas secas nas últimas três décadas na bacia do rio São Francisco, tiveram como consequência uma redução da potência média de 8500 MW no período de 1975-1990 para 7144 MW em 1995, 5668 MW em 2017 e uma estimativa de 4793 MW para 2030. (JONG et al., 2018) As grandes usinas hidroelétricas da Bacia do Rio São Francisco foram projetadas nas últimas décadas do século passado, resultando em fatores de capacidade acima de 0,70, considerando a hidrologia dos 40 anos passados. A evolução histórica dos valores dos fatores de capacidade para a Usina Luiz Gonzaga (Itaparica, 1580 MW) pode ser vista na Figura 4. O Fator de Capacidade (FC), relação entre a geração e a capacidade instalada das usinas, para o período inteiro de operação (1998-2023) dessa usina foi de 0,48, para a última década (2014-2023), 0,29 e para a década anterior (2004-2013), 0,60. Cabe ressaltar também que houve um período extremo de seca severa entre 2012 e 2018, resultando em FC de 0,24. Similarmente, a evolução histórica dos valores dos fatores de capacidade para a Usina Sobradinho (1050 MW) pode ser vista na Figura 5. O FC para o período inteiro de operação (1998-2023) dessa usina foi de 0,33, para a última década (2014-2023), 0,22 e para a década anterior (2004-2013), 0,44. Cabe ressaltar também que houve um período extremo de seca severa entre 2012 e 2018, resultando em FC de 0,19.

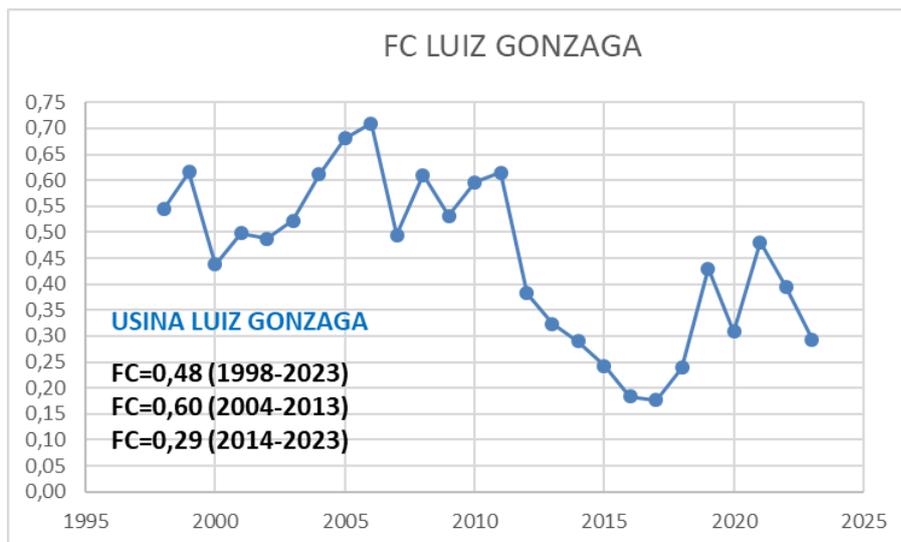


Figura 4 – Evolução temporal do Fator de Capacidade da UHE de Luiz Gonzaga (ONS, 2021)



Figura 5 – Evolução temporal do Fator de Capacidade da UHE de Sobradinho (ONS, 2021)

Pelo que antecede, a conclusão é de que as principais usinas hidroelétricas da Bacia do São Francisco projetadas nas últimas décadas do século XX com fatores de capacidade acima de 0,70% estão operando na última década (2014-2023) com fatores de capacidade entre 0,2 e 0,3, respectivamente, para Itaparica e Sobradinho e com médias no período de 2014-2018 de 0,29 e 0,19, respectivamente.

1.1.2 Evolução da inserção das energia eólica e solar na matriz elétrica do Brasil

A matriz elétrica brasileira foi predominantemente renovável (90,1%) sendo 61,9% hidráulica, 8% biomassa, 13,2% eólica e 7% solar, considerando o ano de 2023 como referência (BEN, 2003). A capacidade instalada da energia solar e eólica centralizada tem crescido de forma muito forte no Brasil, particularmente no Nordeste do Brasil. A Tabela 1 mostra a capacidade acumulada da geração solar e eólica para o Brasil e o Nordeste do Brasil nos últimos dez anos. Atualmente no Brasil (2023), as capacidades instaladas de geração centralizada eólica e solar são 28,0 GW e 10,5 GW, respectivamente, e no Nordeste de 25,6 GW e 5,9 GW. Em relação a 2022, o crescimento da eólica e solar foram, respectivamente, de 68,1% e 17,4%.

Ano	SOLAR FV			EÓLICA		
	Brasil	Nordeste	% (NE/BR)	Brasil	Nordeste	% (NE/BR)
2014	-	-	-	4085,695	3211,795	0,79
2015	10	10	1,00	6848,27	5183	0,76
2016	10	10	1,00	9301,36	7570,77	0,81
2017	892	656	0,74	11311,86	9147,67	0,81
2018	1513,49	1013	0,67	13323,31	11118,62	0,83
2019	2090,25	1231,64	0,59	14279,37	11909,98	0,83
2020	2692,975	1834,365	0,68	15940,24	13570,85	0,85
2021	4084,54	2933,91	0,72	19259,44	16890,05	0,88
2022	6428,488	4066,32	0,63	23557,03	21187,64	0,90
2023	10516,42	5921,392	0,56	27946,77	25577,38	0,92

Tabela 1 – Evolução da capacidade instalada acumulada da geração centralizada (MW)
Fonte: (BEN, 2023)

Considerando esse cenário da crescente inserção das energias eólica e solar na matriz energética brasileira, o planejamento e o estudo da inserção de sistemas híbridos solar e eólica co-localizados nas usinas hidrelétricas do Rio São Francisco parecem ser uma alternativa extremamente atraente.

Porém, essa inserção pode causar problemas na transmissão de energia. Assim, há planos para aumentar a capacidade de transmissão e de transformação de energia. De acordo com a ONS, há previsão para 18% no aumento da capacidade de transmissão nos próximos anos (Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2022), o que deve ser capaz de ser suficiente para transmitir a energia produzida de forma centralizada, bem como a produzida de forma distribuída. (Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2024) A Resolução Normativa ANEEL nº 954, de 30 de novembro de 2021 (Agência Nacional de

[Energia Elétrica \(ANEEL\), 2021](#)) reforça a tendência da utilização de sistemas híbridos ao estabelecer diretrizes para a implantação de centrais geradoras híbridas, o que reforça a importância e a viabilidade desses sistemas no contexto regulatório brasileiro, tornando a pesquisa nesse campo crucial para o desenvolvimento de soluções inovadoras que atendam aos desafios energéticos do futuro.

Dessa forma, a hibridização pode mitigar o problema do descasamento crescente entre a demanda e geração de energéticos intermitentes como solar e eólico, além de permitir acrescentar capacidade de geração nova nas usinas hidrelétricas já construídas com a colocação de novas plantas FV e/ou eólicas. Com isso, aumenta o fator de capacidade atual, aproveitando de forma mais plena as instalações de transmissão e outros existentes no local que estão ociosos. Em terceiro, permite o acoplamento de um sistema de armazenamento barato e tecnicamente confiável, denominado armazenamento de água bombeado. Esse último item aplica-se particularmente à Usina de Itaparica, que já tem completamente construídos, porém ociosos, 04 poços para instalação de turbinas ([LE MOS, 2014](#)). Outro local possível na bacia do rio São Francisco é a usina de Xingó (3000 MW), com espaço suficiente para construção de 06 novos poços para turbinas.

1.1.3 Sistema de Potência híbrido com energias renováveis

Pelo que antecede, o presente trabalho propõe o estudo dos diversos aspectos desafiadores existentes para introduzir o uso de sistemas híbridos renováveis, bem como mostrar em detalhes os aperfeiçoamentos que podem ser introduzidos pelos sistemas híbridos quando comparados com usinas singelas de cada um dos energéticos renováveis. O estudo pretende aprofundar a avaliação da complementaridade das potências energéticas em um sistema híbrido, visando uma aplicação prática de engenharia e, por isso, aprofundando e detalhando o comportamento das variáveis operacionais de uma usina híbrida, tais como fator de capacidade, coeficiente de estabilidade, despachabilidade, contigenciamento (curtailment) e otimização do uso da água para uso múltiplo e armazenamento hidráulico com água bombeada. Também, para tornar a avaliação mais realista, a região-alvo escolhida para os Sistemas de Potência Híbrido Renováveis (SPHR) co-localizadas foi a bacia do rio São Francisco, onde estão instaladas cerca de 10.000 MW de geração hidroelétrica.

As principais contribuições desta Tese foram:

- Avaliação da complementaridade das energias renováveis hidráulica, eólica e solar na bacia do São Francisco;
- Avaliação da localização específica (bacia do rio São Francisco) e da UHE co-localizada;

- Validação de dados de satélites solar e eólico com dados medidos em estações meteorológicas terrestres;
- Dados hidráulicos mensurados em todas as plantas hidrelétricas;
- Análises detalhadas, em diversos cenários e escalas temporais da estabilidade, do fator de capacidade, da despachabilidade e da otimização do uso da água e apresentação de uma análise conceitual ao aumentar a capacidade de produção de energia da usina hidroelétrica de Sobradinho com acréscimo de geração FV e eólica.

Esta tese expandiu a literatura existente ao fornecer compreensões sobre o valor adicionado pelas diferentes configurações geométricas e tecnológicas da energia solar em sistemas híbridos. A análise direcionada produziu conhecimentos que permitem explorar até que ponto a complementaridade pode ser usada para informar escolhas de projetos híbridos, incluindo o dimensionamento relativo de componentes fotovoltaicos, eólicos, hidrelétricos e gestão adequada da água em um determinado local.

Finalmente, o estudo de usinas híbridas em uma área geográfica tão ampla, detalhada e com potencial energético tão grande como a bacia do Rio São Francisco (08 usinas hidrelétricas com um total de 10.000 MW instalados) ainda não foi estudado no Brasil e muito pouco na maior parte do mundo; há apenas dois estudos recentes na China (ZHOU et al., 2023a) e (WANG et al., 2023).

1.2 Objetivos

Objetivos Gerais:

- Analisar a complementaridade dos recursos energéticos renováveis (hidroelétrico, solar e eólico) na bacia do São Francisco;
- Avaliar aspectos referentes a otimização das usinas hidroelétricas da bacia do rio São Francisco com hibridização solar e eólica (diminuir variabilidade na geração e uso múltiplo da água).

Em síntese, as seguintes questões pertinentes ao tema, que faziam parte do “gap” de conhecimento, foram respondidas:

- Qual é a complementaridade das energias renováveis, hidráulica, solar e eólica na Bacia do São Francisco em escalas horária, diária e mensal?
- A complementaridade energética pode ser modificada por configurações geométricas ou tecnológicas das energias eólica ou solar?

- Qual a combinação híbrida (hídrica+solar+eólica) mais interessante para otimizar as grandes usinas hidroelétricas da bacia do rio São Francisco?

2 Fundamentação Teórica

2.1 Curva Pato

A geração solar FV e eólica são intrinsecamente intermitentes e o armazenamento de eletricidade por baterias em sistemas de grande porte e por longos períodos temporais ainda não é viável economicamente, com isso, ocorre um grave problema de despacho, exemplificado pela "Curva Pato". Essa curva consiste na diferença no perfil horário de produção de energia, solar ou eólica, e da demanda energética, onde a diferença entre os picos das respectivas curvas é cada vez maior conforme a penetração da energia intermitente aumenta. Esse termo foi cunhado pela "California Independent System Operator"(CASIO) e pode ser visto na figura 6.

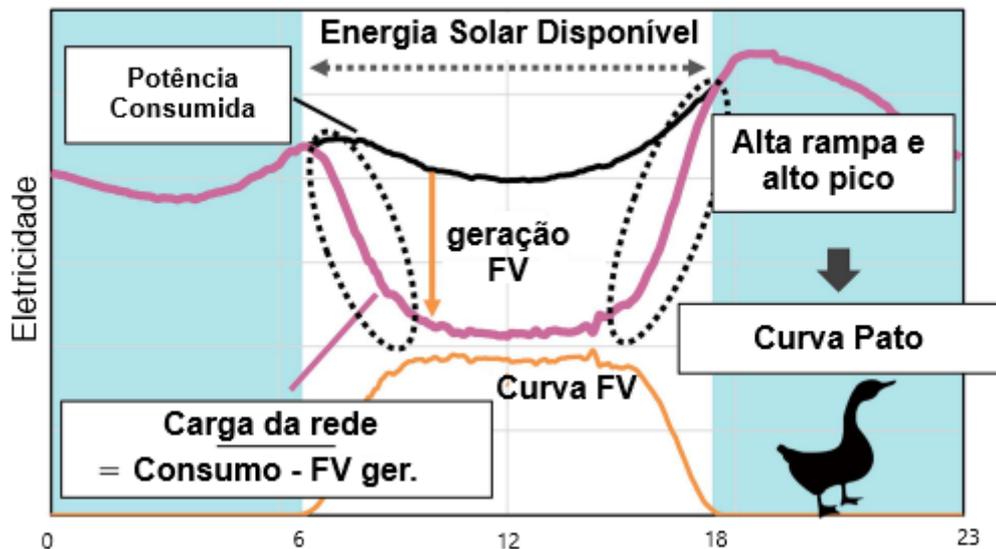


Figura 6 – Ilustração do problema da curva de Pato na geração FV (WATARI; TANIGUCHI; ONOYE, 2023)

Embora a curva da figura 6 seja ilustrativa e não pertença a nenhum sistema em específico, ela é bastante elucidativa. A curva preta equivale à demanda energética, ou seja, o consumo de potência, e a curva laranja equivale à produção energética FV. Quando não há energia fotovoltaica, a diferença entre a potência consumida e a potência solar produzida (curva rosa) coincide com a demanda energética. Nas primeiras horas da manhã, quando a planta solar começa a funcionar, a oferta energética sobe rapidamente; então, há um pico desta ao meio-dia solar, enquanto a demanda, que também cresce nas primeiras horas da manhã, tem uma queda acentuada ao meio-dia. No fim da tarde, começo da noite, enquanto a produção de energia solar decai rapidamente, a demanda

crece, gerando um déficit com a necessidade de entrada de potência de reserva de forma rápida para evitar desabastecimento. Além disso, caso esse descasamento seja intensificado, pode haver ainda sobregeração próximo ao meio-dia, no horário de pico. (HOWLADER et al., 2018)(DENHOLM et al., 2015)

Ao aumentar a penetração da energia solar ou eólica haverá o aumento do descasamento entre a energia produzida e a demanda requerida, aumentando a "barriga do pato" e intensificando o problema. Se considerássemos o Nordeste do Brasil como se fosse um sistema isolado, o problema da "curva pato" já estaria ocorrendo, com um excedente médio de mais de 70 GWh por dia no ano de 2023. (ONS, 2021) O que impede esse colapso causado por essa diferença é que o excedente é escoado para as demais regiões do Brasil. Mas a capacidade de escoamento para essas regiões já está no limite e por isso a expansão da capacidade instalada de energia solar FV e eólica nos próximos anos já vai ocorrer com o efeito da curva de pato significativo.

Então, para gerenciar essa situação (descasamento crescente entre produção e demanda) os operadores do sistema precisam realizar um conjunto muito grande de mudanças no sistema, como prever os pontos mínimos de demanda, taxa de aumento e eventos de geração de backup (entradas de outras fontes), armazenamento, transmissão de eletricidade a longa distância e até mesmo o corte da produção FV e eólica para evitar problemas de instabilidade do sistema. E quando a demanda energética é maior do que a energia produzida pela fonte renovável variada, esse déficit deve ser provido por outra fonte ou de alguma forma de armazenamento energético, e o ideal é estar disponível imediatamente para suprir a demanda. Isso sintetiza uma das principais dificuldades em utilizar as energias solar e eólica como fontes majoritárias. Esse efeito pode impactar significativamente os mercados de energia, provocando redução de preços de energia e até mesmo preços negativos em certos horários, o que já é realidade em alguns países do mundo.

Para mitigar ou sanar esse problema, algumas soluções podem ser consideradas: A modificação da demanda para que horários de picos noturnos sejam transferidos para os momentos próximos ao meio-dia (demand side management) ; Armazenamento do excedente de produção para o uso nos horários de picos (por armazenamento eletroquímico, armazenamento hidráulico ou outros), contingenciamento (corte) ou melhorando o perfil da curva de geração através da geração combinada (sistema híbrido).

2.2 Nexos entre água-energia-alimento

O conceito de nexos água-energia-alimento possui várias interpretações. Ele foi criado originalmente por (INITIATIVE et al., 2011) a partir da percepção de que as demandas por comida, água e energia estão sempre aumentando, enquanto a disponibilidade de água

adequada para uso somente diminui ou se mantém constante, na melhor das hipóteses.

A palavra *nexo* vem do latim e tem o significado de laço ou nó, de acordo com o dicionário Oxford, então, no contexto de *nexo água-energia-alimento* significa que esses três elementos estão conectados, uma vez que, como recurso finito, a água disponível nas bacias hidrográficas tem que ser administrada com todas as suas sinergias, conflitos e compensações que surgem da forma como são geridos. (SIMPSON; JEWITT, 2019)

Ainda há discussões sobre o significado de *nexo água-energia-alimento*, assim, existem concepções concorrentes e sobrepostas ou até conceitos ambíguos sem significado concreto. (AL-SAIDI; ELAGIB, 2017). Além disso, fica claro que o conceito de *nexo* pode variar dependendo da perspectiva de quem está definindo; o responsável pela produção de energia terá um conceito diferente do responsável pela produção de comida, por exemplo. Apesar do conceito cinzento e altamente modificável, para esse texto, o *nexo água-energia-alimento* será definido em (PAHL-WOSTL, 2019) como o conceito de *nexo* que deve ser administrado em prol da segurança dos recursos hídricos para a produção de energia, alimentação, uso humano com foco na sustentabilidade e economia.

2.3 Complementaridade dos recursos energéticos renováveis através de correlações estatísticas

Antes de discutir a complementaridade energética, é necessário definir o conceito de complementaridade estatística, que na maioria das vezes é expressa por correlações. Essas correlações são mais frequentemente utilizadas para mensurar a dependência entre duas variáveis aleatoriamente distribuídas. Em outras palavras, é uma métrica que quantifica diretamente o quão relacionadas as variáveis estão. (CARMONA, 2014) A correlação mais utilizada historicamente é a correlação de Pearson.

2.3.1 Correlação de Pearson

O coeficiente de Pearson é utilizado para a avaliação da correspondência entre quaisquer duas séries de dados. Ele varia na faixa de +1 a -1, sendo que +1 significa que as grandezas são completamente similares e quando é igual a -1, as grandezas são totalmente complementares; quando o coeficiente é igual a zero, implica na ausência de uma relação linear entre as séries. Na prática, esse índice leva em conta a primeira derivada das curvas às quais ele é aplicado e é uma das técnicas mais amplamente utilizadas para explorar a associação entre variáveis em inúmeros campos de pesquisa, desde ciências sociais até ciências naturais. É também a métrica mais utilizada para a avaliação da complementaridade energética na literatura. Algumas das vantagens dessa correlação são:

- Sensibilidade para Detectar Relações Lineares: A correlação de Pearson é altamente sensível para identificar relações lineares entre variáveis. Isso a torna particularmente útil quando se busca quantificar o grau e a direção de uma relação linear;
- Interpretação Intuitiva, uma vez que o coeficiente varia linearmente entre -1 e +1: O coeficiente de correlação de Pearson varia de -1 a 1, onde -1 indica uma relação linear negativa perfeita, 0 indica ausência de relação linear e 1 indica uma relação linear positiva perfeita. Essa escala intuitiva facilita a interpretação dos resultados.

Entre as desvantagens do uso dessa métrica estão:

- Sensibilidade a Outliers e Não Linearidades: A correlação de Pearson é sensível a valores extremos (outliers) e pressupõe uma relação linear entre as variáveis. Quando os dados não são lineares, a correlação de Pearson pode fornecer estimativas distorcidas;
- Requer Distribuição Normal: A correlação de Pearson pressupõe que os dados sigam uma distribuição normal. Se essa suposição não for atendida, os resultados da correlação de Pearson podem não ser confiáveis. Uma observação importante é que a velocidade do vento tem uma distribuição conhecida como Weibul;
- Limitações para Dados Ordinais ou Categóricos: A correlação de Pearson é mais apropriada para variáveis contínuas e pode não ser adequada para analisar relações em dados ordinais ou categóricos.

A correlação de Pearson é definida pela equação 2.1:

$$\rho = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (2.1)$$

Onde:

- x_i e y_i são os valores das variáveis;
- \bar{x} e \bar{y} são as médias aritméticas de ambas as variáveis.

As utilizações mais comuns para a utilização do coeficiente de Pearson no campo das energias renováveis são:

- Realização de análise para avaliação de disponibilidades de energias renováveis em uma dada região; (SHANER et al., 2018)

- Como indicador para melhorar e otimizar a operação de complexos de geração híbrida; (JURASZ; BELUCO; CANALES, 2018)(NAEEM et al., 2019).

Embora a correlação de Pearson seja uma ferramenta poderosa para analisar relações lineares entre variáveis, é essencial considerar suas limitações e adequação ao contexto específico de análise. Em situações em que os dados não atendem às suposições da correlação de Pearson, outras medidas de correlação, como a correlação de Spearman ou Kendall, podem ser mais apropriadas para capturar as relações subjacentes entre as variáveis.

2.3.2 Correlação de Spearman

A correlação de Spearman, também conhecida como correlação de postos (rank index), é uma medida não paramétrica que avalia a relação monotônica entre variáveis, ou seja, avalia o quanto as grandezas envolvidas tendem a variar simultaneamente, mas não necessariamente a uma taxa constante. Em vez de levar em conta os valores exatos das variáveis, ela se baseia na ordem ou no ranqueamento dos dados. Esse método é especialmente útil quando os dados não seguem uma distribuição normal ou quando há presença de valores atípicos (outliers), tornando-o mais robusto em situações em que as hipóteses do coeficiente de Pearson não são atendidas. Entre as vantagens da correlação de Spearman estão:

- Robustez a Outliers: A correlação de Spearman é menos sensível a valores extremos do que o coeficiente de Pearson, tornando-se uma escolha preferencial em conjuntos de dados com presença de outliers;
- Não Requer Hipóteses Sobre a Distribuição: Enquanto o coeficiente de Pearson exige que os dados sigam uma distribuição normal, a correlação de Spearman é não paramétrica e não faz suposições sobre a distribuição dos dados, ampliando sua aplicabilidade em diversas situações;
- Adequado para Dados Ordinais e Categóricos: A correlação de Spearman pode ser aplicada não apenas a dados numéricos, mas também a dados ordinais e categóricos, ampliando sua utilidade em diversas áreas de pesquisa.

Entre as desvantagens do uso dessa técnica estão:

- Perda de Informação: Ao considerar apenas a ordem dos dados, a correlação de Spearman pode perder informações valiosas sobre a magnitude das diferenças entre os valores das variáveis;

- Menor Sensibilidade para Detectar Relações Lineares: Em comparação com o coeficiente de Pearson, a correlação de Spearman pode ser menos sensível para detectar relações lineares entre variáveis, especialmente em conjuntos de dados que exibem relações lineares fortes.

A fórmula da correlação de Spearman pode ser vista na equação 2.2:

$$r_s = \frac{\text{cov}(rg_X, rg_Y)}{\sigma_{rg_X} \sigma_{rg_Y}} \quad (2.2)$$

Onde:

- $\text{cov}(rg_X, rg_Y)$ é a covariância das variáveis em postos;
- σ_{rg_X} e σ_{rg_Y} são os desvios padrões das variáveis em posto.

Em resumo, a correlação de Spearman oferece uma abordagem robusta e versátil para avaliar a relação entre variáveis, especialmente em situações em que os dados não atendem às suposições do coeficiente de Pearson. No entanto, é importante considerar suas limitações e adequação ao contexto específico de análise antes de optar por este método em detrimento do coeficiente de Pearson.

2.3.3 Correlação de Kendall

A correlação de Kendall, também conhecida como Tau de Kendall, é uma medida não paramétrica que avalia a concordância de classificações entre variáveis. Semelhante à correlação de Pearson, a correlação de Kendall é mais adequada para capturar associações monotônicas que podem não ser necessariamente lineares; por isso, possui aplicações semelhantes. Entre as vantagens da correlação de Kendall estão:

- Robustez a Outliers: Assim como a correlação de Spearman, a correlação de Kendall é menos sensível a valores extremos, tornando-se uma escolha preferencial em conjuntos de dados com presença de outliers;
- Não Requer Hipóteses Sobre Distribuição: Da mesma forma que a correlação de Spearman, a correlação de Kendall é não paramétrica, o que significa que não faz suposições sobre a distribuição dos dados, tornando-se mais adequada para dados que não seguem uma distribuição normal;
- Adequado para Dados Ordinais e Categóricos: A correlação de Kendall é aplicável não apenas a dados numéricos, mas também a dados ordinais e categóricos, ampliando sua utilidade em diversos contextos de análise.

Entre as desvantagens do uso dessa técnica estão

- Menor Sensibilidade para Detectar Relações Lineares: Assim como a correlação de Spearman, a correlação de Kendall pode ser menos sensível para detectar relações lineares entre variáveis, o que pode ser uma limitação em determinados contextos de análise;
- Interpretação Mais Complexa: A interpretação da correlação de Kendall pode ser mais complexa do que a do coeficiente de Pearson, especialmente para aqueles menos familiarizados com medidas de concordância de classificações.

O coeficiente de Kendall é definido considerando que $(x_1, y_1), (x_2, y_2), \dots, (x_n, y_n)$ um conjunto de observações das variáveis X e Y respectivamente, tal que todos os valores de (x_i) e (y_i) sejam únicos. Qualquer par de observações (x_i, y_i) e (x_j, y_j) é concordante se as classificações de ambos os elementos concordarem uma com a outra, ou seja, se $x_i > x_j$ e $y_i > y_j$ ou $x_i < x_j$ e $y_i < y_j$; caso contrário, o par é discordante. Com isso, a equação do coeficiente de Kendall é dada pela equação 2.3:

$$\tau = \frac{(\text{quantidade de pares concordantes}) - (\text{quantidade de pares discordantes})}{n(n-1)/2} \quad (2.3)$$

Onde n é a quantidade de pares.

Em resumo, a correlação de Kendall também oferece uma alternativa valiosa ao coeficiente de Pearson, especialmente em situações onde a relação entre variáveis é melhor capturada por uma ordem de classificação do que por uma relação linear direta.

Devido à semelhança entre as correlações de Spearman e Kendall, há a necessidade de expor a diferença entre elas: Ao contrário da correlação de Spearman, a correlação de Kendall leva em consideração a magnitude das variáveis, o que para a análise do recurso bruto não tem importância, pois as variáveis estão em unidades diferentes. Somando a isso, há o fato de que a correlação de Kendall é mais adequada para amostras pequenas.

Estes são alguns dos diversos tipos de correlações que diferentes pesquisadores utilizaram para desenvolver diversas formas de calcular a complementaridade entre fontes de energia (BELUCO; SOUZA; KRENZINGER, 2008)(MIGLIETTA; HULD; MONFORTI-FERRARIO, 2017)(NAEEM et al., 2019) (XU; WANG; LIU, 2017) (HAN et al., 2019) (MARCOS et al., 2012) (SILVA et al., 2016).

De modo geral, as correlações podem ser entendidas de forma qualitativa conforme a figura 7. Correlações cujos módulos são menores do que 0,25 são consideradas fracas, entre 0,25 e 0,5 moderadas e acima disso é forte; caso o valor seja negativo, é complementaridade; caso positivo, é similaridade.

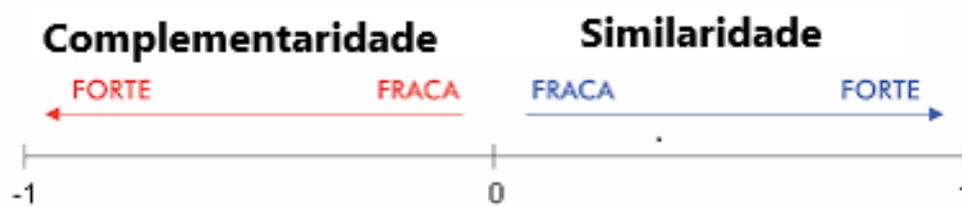


Figura 7 – Instruções para leitura de correlações estatísticas
Fonte: Autor

3 Estado da Arte

3.1 Antecedentes de estudos sobre complementaridade dos Recursos Energéticos renováveis

A integração de energias renováveis variáveis, principalmente energia eólica e solar na rede elétrica é uma possível solução para mitigar as variabilidades inerentes. Essa temática foi inaugurada no final da década de 70 quando (KAHN, 1978) demonstrou que o espalhamento espacial dos geradores eólicos na Califórnia poderia minimizar a variabilidade da energia produzida, ao sedimentar um conceito inicial de complementaridade energética. O autor utilizou como forma de avaliação da complementaridade energética o coeficiente estatístico de correlação de Pearson, uma das métricas mais utilizadas até os dias atuais, embora alguns estudos indiquem que esse índice pode ser inadequado (PEDRUZZI et al., 2023).

Posteriormente, o conceito de complementaridade foi sedimentado por outros estudos, como (BELUCO; de Souza; KRENZINGER, 2008), (CANTOR; MESA; OCHOA, 2022) e (SOUZA et al., 2022) que criaram índices específicos para avaliar as complementaridades espacial, temporal ou espaço-temporal entre a velocidade do vento e a irradiação solar, por exemplo.

Houve ainda pesquisas mirando determinar um mix ótimo entre as diferentes modalidades energéticas, ainda que o objetivo de otimização não seja único, (MA et al., 2015a) pesquisaram a proporção ótima entre as energias solar, eólica e hidráulica tendo como critério a menor perda de abastecimento a uma demanda específica. (SCHMIDT; CANCELLA; JR, 2016) estimaram a razão ótima entre essas três modalidades energéticas tendo como objetivo a minimização do consumo de combustíveis fósseis em termoeletricas, (HAIKARAINEN; PETTERSSON; SAXÉN, 2019) realizaram um estudo com critério semelhante, a minimização da produção de gases do efeito estufa. (AWAN et al., 2019) utilizaram critérios econômicos de custo energético, retorno de investimento e valor presente líquido como alvo de sua otimização.

Atingir a máxima penetração de energias renováveis também se tornou um critério de estudo, junto com a estabilidade da energia fornecida ou a minimização das incertezas das energias renováveis, como foi avaliado por (ZHANG et al., 2017), ou (YIMEN et al., 2018), que estudaram a possibilidade de 100% da energia de um sistema de pequeno porte ser abastecida por um mix de energia solar, eólica e hidroelétrica. No mesmo eixo temático (GUEZGOUZ; JURASZ; BEKKOUCHE, 2019) estudaram o comportamento de usinas

eólica e solar com armazenamento hidroelétrico e em baterias químicas; ao abastecerem integralmente demandas de vários tamanhos diferentes, eles chegaram à conclusão de que o abastecimento hidráulico é capaz de suprir a demanda com a mesma confiabilidade e menor custo. Com objetivos semelhantes, (GAO et al., 2018) também realizaram uma otimização multicritério em um sistema híbrido (eólico, solar e hidroelétrico), os critérios foram: minimizar a flutuação na produção de energia, maximizar a energia eólica e solar e critérios econômicos. De forma semelhante, (WANG et al., 2023) simularam usinas solares e eólicas em hidroelétricas já existentes no rio Wujiang, na China, e, utilizando diversas estratégias de manejo das usinas como forma de armazenamento, eles obtiveram ganhos econômicos e na estabilidade da energia produzida. (MUÑOZ-PINCHEIRA et al., 2024), por exemplo, avaliaram a possibilidade de converter 100% da matriz energética do Chile em renovável com o uso da complementaridade entre as energias solar e eólica, que possuem uma complementaridade de até 80% pelo coeficiente de Spearman.

Por esse potencial, há várias pesquisas na área de complementaridade que focam principalmente em calcular correlação entre duas ou mais modalidades energéticas, o que pode aumentar a confiabilidade do sistema. Desse modo, as técnicas mais comuns são a análise gráfica (ANJOS et al., 2015) (CANTÃO et al., 2017), cálculo de coeficientes de correlação (SILVA et al., 2016)(BELUCO; Kroeff de Souza; KRENZINGER, 2012) (BORBA; BRITO, 2017) e confecção de mapas de correlação. (BELUCO; SOUZA; KRENZINGER, 2008) (CANTÃO et al., 2017)(PETRAKOPOULOU; ROBINSON; LOIZIDOU, 2016) . Também há pesquisas sobre complementaridade com outros objetivos, como, por exemplo, minimizar a variabilidade energética (ROSA et al., 2017) ou a necessidade de armazenamento (FRANÇOIS et al., 2016).

Uma vez que a complementaridade é estimada, é possível utilizar essa informação para dimensionar um sistema ótimo para atuar nessas condições, (JURASZ, 2017), por exemplo, que usaram redes neurais para prever o funcionamento de uma planta híbrida, ou (ROSA et al., 2017) que utilizaram dados de complementaridade para minimizar a variação da eletricidade produzida. (BHANDARI et al., 2014) utilizaram a complementaridade local em usinas hidroelétricas para projetar um sistema híbrido com o objetivo de minimizar a variação da eletricidade produzida.(ZHOU; ZHAO; ZHAI, 2021) e (GUEZGOUZ; JURASZ; BEKKOUCHE, 2019) concluíram que a combinação de diferentes fontes de produção de eletricidade pode tornar mais fácil a integração com a rede elétrica, uma vez que a produção combinada leva a uma saída de potência total relativamente controlável e constante. (WANG et al., 2022). (ZHOU et al., 2023a) simularam usinas hidroelétrica, eólica, solar com baterias para situações de climas extremamente secos e conseguiram resultados satisfatórios quanto à estabilidade energética.

Esse último estudo expõe outra vantagem do investimento em fontes de energia diferentes da hidrelétrica, uma vez que no Brasil, por exemplo, estima-se que as mudan-

ças climáticas poderiam diminuir o potencial hidrelétrico em 312–430 GWh na estação seca.(TEOTÓNIO et al., 2017) Então, a energia solar e a eólica podem suprir essa queda sem deixar de ser energia limpa. O mesmo é observado para outras regiões, como o norte da África (JURASZ et al., 2024).

Apesar de não ser abordada nesse trabalho, a energia eólica offshore também é bastante estudada, como por exemplo, (NOGUEIRA; MORAIS; JR, 2023) que avaliaram a complementaridade entre as energias solar e hidroelétrica com a eólica offshore em todo o território brasileiro. Obtiveram maior complementaridade na região sul, entre eólica e solar com um coeficiente de Pearson de -0.4 e na região Nordeste, mesma do presente estudo, entre as energias hidroelétrica e eólica com Pearson de -0.38. Ou (NASCIMENTO et al., 2022) que também avaliaram as energias eólica offshore e solar, mas no litoral brasileiro, conseguindo calcular por meio de simulações de usinas um sensível aumento nos fatores de capacidade destas.

Devido ao tamanho do Brasil, há uma complementaridade solar entre as suas regiões, como (CARPIO, 2021) mostraram em seu estudo que é possível gerar uma energia solar total correspondente à irradiação de 5.2 kWh/m²/dia, com variância mínima (risco de déficit) de 0.158, utilizando o método Markowitz mean-variance model, onde a variância é a medida do risco. Há ainda a complementaridade entre a energia hidroelétrica produzida nas diferentes regiões, chegando a um coeficiente de Pearson de -0.97 e -0.86 para com o recurso eólico disponível nas diferentes regiões.(LUZ; VILA; AOKI, 2023) Além disso, a região Nordeste mostra-se ainda mais importante nesse contexto, quando (BRANDÃO et al., 2024) concluíram que os grandes reservatórios de suas usinas terão muita importância para transformar a matriz energética em inteiramente renovável.

3.2 Lacunas no conhecimento

Todos esses estudos tiveram como objetivo principal aumentar a participação dessas energias renováveis na matriz energética. Um resumo dos principais trabalhos específicos para o Brasil e que já foram comentados pode ser visto na tabela 2. Pode-se verificar que são poucos os artigos publicados e com muitas lacunas de conhecimento em relação às métricas de complementaridade, escalas temporais, banco de dados dos recursos renováveis energéticos e análises incluindo três fontes renováveis. Além disso, não há nenhum trabalho que avaliou as três modalidades energéticas ao mesmo tempo em uma região tão grande e relevante a nível de Brasil.

Referência	Localização	(VRE)	Escala (Tempo)	Contribuição
(BELUCO; SOUZA; KREZNINGER, 2008)	Rio Grande do Sul - Brasil	Solar e hídrica	Mensal	Criação de mapa de complementaridade e pioneirismo brasileiro
(BELUCO; Kroeff de Souza; KREZNINGER, 2012)	—————	Solar e Hídrica	Diária	Criação de índices de complementaridade
(ANJOS et al., 2015)	Ilha de Fernando de Noronha - Brasil	Solar e Eólica	Anual	Aplicou o conceito de correlação em uma escala de tempo grande em uma localidade isolada, na qual seria possível o abastecimento integral
(JONG et al., 2016)	Nordeste do Brasil	Eólica e Hídrica	Horária	O estudo contemplou uma grande área geográfica com dados com muita longevidade
(SCHMIDT; CANCELLA; JR, 2016)	Brasil	Solar, Eólica e Hídrica	Diária	O objetivo desse estudo era principalmente diminuir a emissão de carbono na produção de energia
(SILVA et al., 2016)	Brasil offshore	Eólica e Hídrica	Trimestral	Analisou a disponibilidade energética em uma grande faixa do litoral brasileiro
(BORBA; BRITO, 2017)	Rio Grande do Sul - Brasil	Solar, eólica e hídrica	Mensal	Criou um índice de estabilidade para mais do que dois recursos energéticos
(CANTÃO et al., 2017)	Brasil-	Eólica e Hídrica	Mensal	Calculou a correlação em todo o território brasileiro e confeccionou um mapa de correlações
(ROSA et al., 2017)	Rio de Janeiro - Brasil	Solar, Eólica e Hídrica	Mensal	Otimizou o mix energético para abastecer um estado brasileiro
(ROSA et al., 2020)	Centro-oeste e Sudeste - Brasil	Solar e Eólica	Mensal	Encontrou o mix ótimo para abastecer grande parte do território brasileiro

Continua na próxima página

Referência	Localização	(VRE)	Escala (Tempo)	Contribuição
(CAMPOS et al., 2021)	Semi-Árido NE - Brasil	Solar e Hídrica	Anual	Explorou a possibilidade da complementaridade energética no rio São Francisco para aumento da segurança da água e energética
(CARPIO, 2021)	Brasil	Solar	diario /sazonal	Explorou a complementaridade da energia solar nas diversas regiões do Brasil
(NASCIMENTO et al., 2022)	Brasil	eólica /solar	horária	Avaliou a complementaridade entre as energia solar e eólica offshore em todo o litoral brasileiro
(LUZ; VILA; AOKI, 2023)	Brasil	Hídrica, solar, eólica, bio-massa	mensal	Avaliou os recursos energético em todas as regiões do país e propôs estratégias de otimização para minimizar armazenamento
(NOGUEIRA; MORAIS; JR, 2023)	Brasil	eólica offshore, hídrica e solar	mensal	Avaliou a complementaridade entre a energia eólica offshore, solar e eólica offshore e hídrica para todo o Brasil
(BRANDÃO et al., 2024)	Brasil	hídrica	mensal	Analizou a importância dos reservatórios de hidroelétricas para o avanço de uma matriz energética 100% renovável no Brasil

Tabela 2 – Estudos sobre complementaridade das energias renováveis no Brasil

Pelo que antecede, neste estudo foi proposto analisar a complementaridade energética solar, eólica e hidroelétrica disponível na bacia do Rio São Francisco, onde estão localizadas as 8 maiores usinas hidroelétricas, todas na região semiárida no submédio do rio São Francisco. A complementaridade foi avaliada por diferentes métricas em diferentes escalas temporais, mostrando que os resultados podem variar drasticamente dependendo apenas desse último critério. A combinação de todos esses recursos numa área geográfica tão ampla e com o potencial energético massivo como a bacia do rio São Francisco ainda

não foi estudada no Brasil e muito pouco na maior parte do mundo, há apenas três estudos recentes na China. (ZHOU et al., 2023a), (WANG et al., 2023) e (LEI et al., 2024) e um no Brasil (NOGUEIRA; MORAIS; JR, 2023). Ambos exploraram uma grande região geográfica, mas os dois primeiros ficaram restritos a escalas temporais intra-diárias e o terceiro em escala mensal.

Outros dois aspectos inovadores desses estudos foram: a) a avaliação das mudanças nas complementaridades de sistemas híbridos renováveis com modificações nas configurações geométricas ou tecnológicas do campo de módulos FV ou na tecnologia das turbinas eólicas e b) a otimização das usinas hidrelétricas existentes com adição de energias eólica ou solar para melhor utilização da infraestrutura já existente, principalmente as linhas de transmissão.

3.3 Sistema de Potência Híbrido com Energias Renováveis (SHER)

A geração de eletricidade híbrida com combinação de duas ou mais fontes renováveis co-localizadas está despertando o interesse crescente da comunidade acadêmica e dos empreendedores e planejadores do setor elétrico. O sistema híbrido de interesse é definido aqui como SPHER, e são híbridos solar, eólica, hidráulica colocalizadas e centralizadas. Em boa parte dos casos, trata-se do ‘upgrade’ ou otimização de usinas renováveis singelas já construídas, normalmente hidroelétricas. As sinergias introduzidas pelas múltiplas fontes energéticas na geração de potência do SPHER permitem aproveitar os méritos de cada fonte energética e mitigar suas fraquezas. Assim, por exemplo, o SPHER constituído de solar e eólica permite mitigar a intermitência de geração elétrica, aumentar o fator de capacidade, melhorar a estabilidade de geração, aumentar a disponibilidade e confiabilidade de energia sazonal e local e reduzir o custo nivelado de energia (LCOE) compartilhando infraestruturas de transmissão, área de instalação e outros, considerando como referência um sistema de geração singela eólica ou solar (HASSAN et al., 2023).

A inclusão da geração hidroelétrica nos SPHER resolve uma parte importante dos problemas dos híbridos eólico e solar porque permite um ajuste complementar rápido das flutuações intrínsecas solar e eólico, ou seja, introduz flexibilidade ao sistema de geração (GONG et al., 2021).

Outro aspecto importante é a possibilidade da introdução de um sistema de armazenamento barato, confiável e já tecnologicamente dominado, como o armazenamento por bombeamento de água (PHES, Pumped Hydro Energy Storage). (DIAWUO; AMANOR, 2023)

O PHES é um elemento chave para o controle do contingenciamento e mitigação da Curva Pato porque permite o deslocamento do pico de geração para um horário de pico

de consumo. Como consequência, evita ou mitiga a necessidade de acionamento de geração térmica para prover a rampa de demanda típica nas primeiras horas da noite (ZHANG et al., 2018). Outro aspecto importante do PHES é a economia de água em casos de períodos com seca prolongada e restrição do uso de água para geração hidroelétrica (MENSAH et al., 2022).

O estabelecimento da proporção (mix) dos energéticos renováveis constituintes do sistema híbrido vai depender da escolha do critério que vai definir o impacto positivo do sistema energético composto. As métricas que definem a complementaridade vão depender da configuração do SPHER e da solução ótima procurada. A configuração do SPHER pode ser uma das múltiplas combinações de energias renováveis, com ou sem armazenamento e ligado à rede elétrica. A solução ótima procurada pode ser o tamanho relativo, por exemplo, das capacidades ou produção solar e eólica, minimização do custo da eletricidade produzida ou a comparação do desempenho dos SPHER em locais diferentes. (HOICKA; ROWLANDS, 2011)

Também são bastante estudados os aspectos que impactam a operação do sistema, tais como: o achatamento temporal (smoothing) da potência de saída (ZHANG et al., 2018); (ALHAMWI et al., 2014); a procura da variabilidade mínima (stability) (STERL et al., 2018), (GAO et al., 2018), (WANG et al., 2023), (WANG et al., 2019), (HARRISON-ATLAS et al., 2022); a maior proximidade com a curva de demanda (supply-demand balance) (BECKER et al., 2014), (FRANCOIS et al., 2016); a capacidade de completamento sazonal (HUANG et al., 2022) e minimização do uso dos combustíveis fósseis (usinas hidroelétricas) numa rede interligada nacional (HAIKARAINEN; PETTERSSON; SAXÉN, 2019), (SCHMIDT; CANCELLA; JR, 2016). Todas essas situações estão fortemente moduladas pela escala temporal da análise, sendo mais visível em escalas de tempo menores. A preocupação com desafios técnicos da máxima penetração da tecnologia solar e eólica também é uma preocupação constante no estudo das SPHER. A situação resume-se em qual proporção de geração elétrica poderia ser de energias eólicas e solar em uma rede de múltiplas fontes de geração, sem problemas de estabilidade e com probabilidade de perdas de geração muito baixa (ZHANG et al., 2017), (YIMEN et al., 2018), (JONG et al., 2016).

Os diversos critérios citados acima para a definição da mistura (mix) ótima de energéticos renováveis em um sistema híbrido estão intrinsecamente ligados e afetam-se mutuamente. Assim, por exemplo, o alisamento da potência implica em uma Curva Pato com barriga menor e, portanto, uma necessidade de um sistema de armazenamento menor ou a não necessidade do acionamento de uma usina de reserva e, como consequência, a geração de eletricidade com menor custo (ZHANG et al., 2018). Por outro lado, um maior alisamento da curva de geração provavelmente vai implicar no aumento da fração da energia solar e do contingenciamento.

De forma geral, todas as publicações citadas acima procuram basicamente traçar caminhos para aumentar a participação das energias renováveis eólica e solar na matriz energética. Embora o tema do SPHER (centralizada) suscite interesse crescente, ainda são basicamente estudos conceituais e pontuais ou em escala muito ampla, de pouca utilidade para suprir dados para um projeto efetivo. (LINDBERG et al., 2021) fizeram uma extensa revisão em 2021 e identificaram cerca de 30 artigos internacionais produzidos no mundo, no período de 2012 a 2021 (01 em 2012, 2015; 02 em 2016; 03 em 2017; 06 em 2018; 09 em 2019; e 07 em 2020), espalhados pelos cinco continentes, com uma dispersão muito grande de objetivos principais e escalas temporais, o que, para um tema complexo e com múltiplos aspectos (multifacetado) é muito pouco. Então, existem ainda muitas lacunas de conhecimento para a realização de um projeto conceitual detalhado porque não existe um mapeamento detalhado da complementaridade energética e de potência de SPHER, solar, eólico e hidráulico. Também faltam estudos sobre estabilidade, fator de capacidade, uso múltiplo de água e armazenamento por bombeamento de água. Um estudo de localização de um SPHER nessas circunstâncias vai resultar em muitas incertezas. Uma revisão dos artigos produzidos no Brasil nos últimos 10 anos (Tabela 3) também mostra essa fragmentação de objetivos, grau inadequado e insuficiente de detalhamento espacial, lacunas dos conhecimentos meteorológicos e inexistência de mapas de complementaridade energética e/ou de potência validados com informações terrestres e ausência de métricas-chave para avaliação do sistema SPHER. Nenhum dos artigos mostrados na Tabela 3 relata quaisquer resultados referentes a métricas extremamente importantes na avaliação operacional de sistemas híbridos, tais como estabilidade, fator de capacidade e confiabilidade. Também cabe ressaltar que a granularidade (escala temporal) horária dos dados eólicos, solares e hidrológicos que permitiria captar de forma mais acurada a complementaridade de potência e estabilidade de geração foi apenas utilizada em 01 caso com dados medidos localmente em Brotas do Macaúba (CAMPOS et al., 2021), mas não foram feitas as avaliações das métricas mencionadas anteriormente.

3.3.1 Usina Hidroelétrica

Na figura 8 está ilustrado o esquema básico de uma usina hidroelétrica reversível. A principal diferença entre ela e uma usina hidroelétrica padrão é a turbina que é reversível, ou seja, pode ser utilizada como turbina ou como bomba hidráulica e, conseqüentemente, o gerador acoplado a essa também pode funcionar como um motor, ao reverter o fluxo da energia, alimentando o motor com eletricidade vinda da rede de transmissão ou de outra fonte energética.

Quando procurado nos catálogos dos principais fabricantes de turbinas reversíveis as curvas de funcionamento, as eficiências são aproximadamente as mesmas para faixas de rotação semelhantes, embora para o uso como turbinas sejam necessárias altura e vazão

Referências	Escala de tempo	Objetivo da análise	Energia renováveis	Dados	Localização	Resultado
(MENSAH et al., 2022)	Mensal	PHES com energias renováveis	eólica e hídrica		Reservatório Furnas, Brasil	1692 MWh/dia usando PHES; ganho de 0,45 m/ano no reservatório
(JONG et al., 2016)	Horário	Viabilidade da integração de larga escala da energia eólica no sistema elétrico do NE do Brasil	Eólica	Capacidade eólica - (ONS)	NE do Brasil	Penetração pode ultrapassar 50% no NE do Brasil até 2020
(SCHMIDT; CANCELLA; JR, 2016)	Diária	Otimização no despacho diário	Solar, eólica, hidroelétrica e termal	Dados meteorológicos	Brasil	Mix ótimo: 37% FV, 9% eólico e 50% hidroelétrico reduz as emissões de carbono em 2%
(CAMPOS et al., 2021)	Mensal	Crescer a segurança energética, alimentar e de água	Hidroelétrica e solar	INMET - dados terrestres e NOS	Sobradinho - Brasil	A segurança hídrica foi aumentada em 34 bilhões de m ³ ; usinas FV na faixa 250-1000 MW; reserva de água atingiu 0,7-2,3 anos de demanda no ano mais crítico
(CAMPOS; NASCIMENTO; RÜTHER, 2020)	10 min	Análise da capacidade de suprir a demanda de energia com usina híbrida eólica + solar + armazenamento	Solar, eólica, hidroelétrica e armazenamento	Dados meteorológicos terrestres	Brotas de Macaúbas - Bahia	Misturar 40% de energia eólica e 60% de energia solar requer capacidade mínima de armazenamento de apenas 6% da geração anual
(CALDEIRA et al., 2023)	Anual	Viabilidade econômica da complementação da geração hidroelétrica por energia solar nas plantas de potência	Solar, eólica, hidroelétrica e armazenamento	Atlas brasileiros de energia solar e NOS	Belo Monte, Tucuruí e Ilha Solteira	Todos os cenários avaliados mostraram-se inviáveis para a aplicação do sistema híbrido para recuperação do nível de água. Os resultados indicam que o projeto não é viável financeiramente, devido ao pequeno excesso médio anual que não justifica o investimento em um sistema de bombeamento

Tabela 3 – Publicações sobre SPHER últimos 10 anos no Brasil

Fonte: Autor

maiores. Já os motores que podem ser utilizados também como geradores são de indução. A tensão e a frequência são fixas pelo sistema ao qual a máquina está conectada e a potência gerada ou consumida é função da rotação e, conseqüentemente, da vazão na turbina. Em seguida, a tensão é elevada em uma subestação elevadora para transmissão no sistema de potência.

3.3.2 Usina Solar FV

O esquema de uma usina solar está ilustrado na figura 9. A maior diferença de uma usina solar comum para uma dentro de uma usina híbrida são os sistemas de controle de produção de energia que, necessariamente, são mais complexos e precisos nesta do que naquela. Nessa usina, a eletricidade gerada nos painéis FV, que é direta (CC), é retificada em alternada (AC) nos inversores e tem sua tensão elevada no transformador para transporte nas linhas de transmissão.

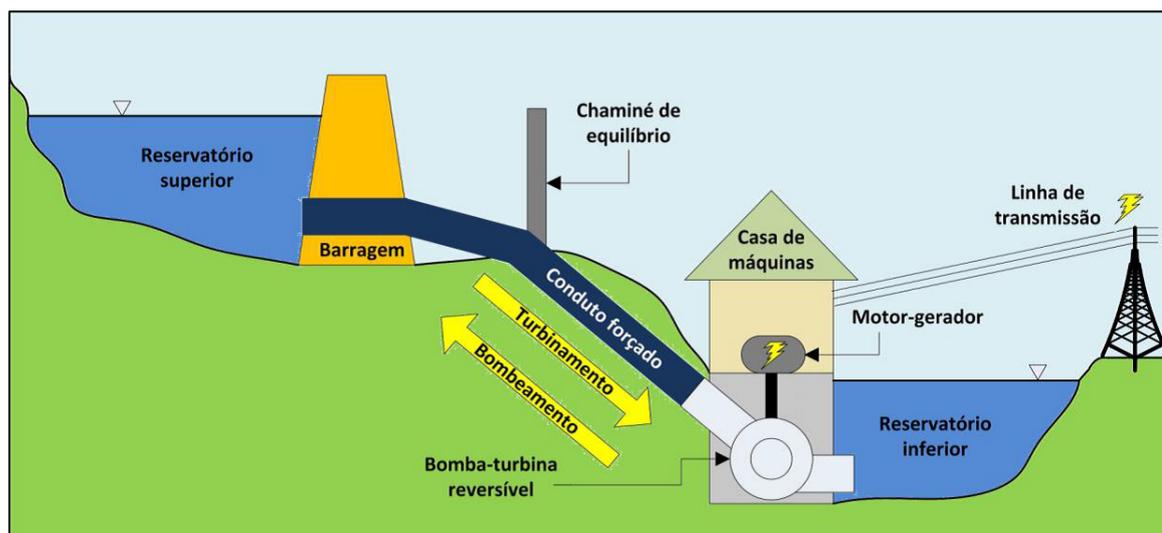


Figura 8 – Esquema de hidroelétrica com turbina reversível

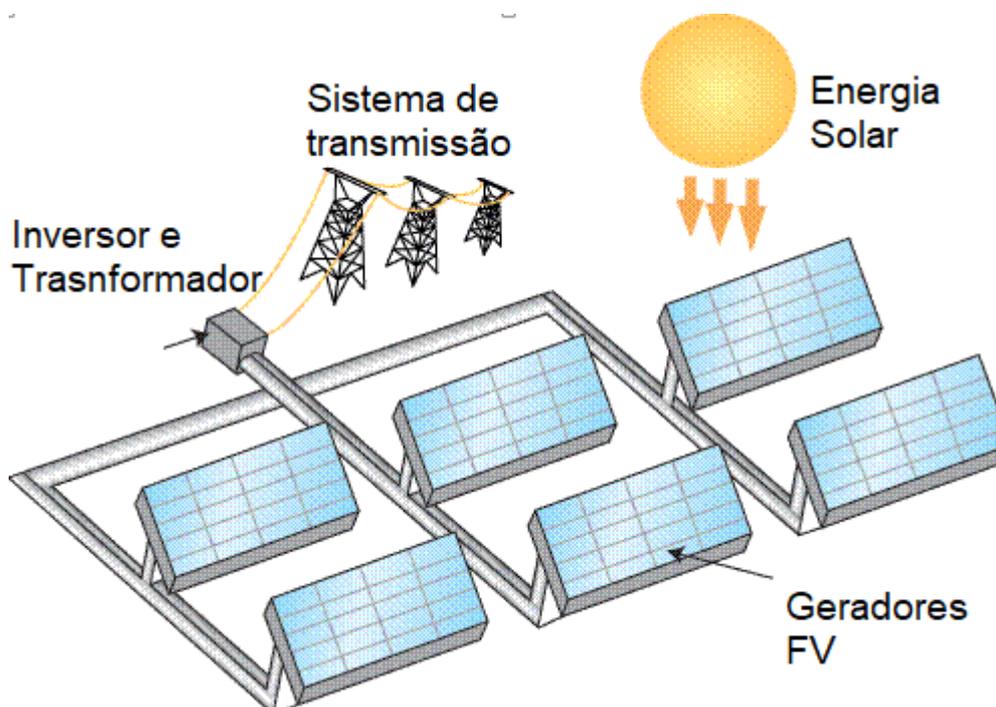


Figura 9 – Esquema de usina fotovoltaica

3.3.3 Usina Eólica

O esquema de uma usina eólica está ilustrado na figura 10. Em paralelo com a usina solar, a diferença entre uma usina híbrida são também os mecanismos de controle que precisam ser mais complexos e precisos. Nessa usina, a eletricidade nos geradores da turbina eólica tem sua tensão elevada no transformador para transporte nas linhas de transmissão.

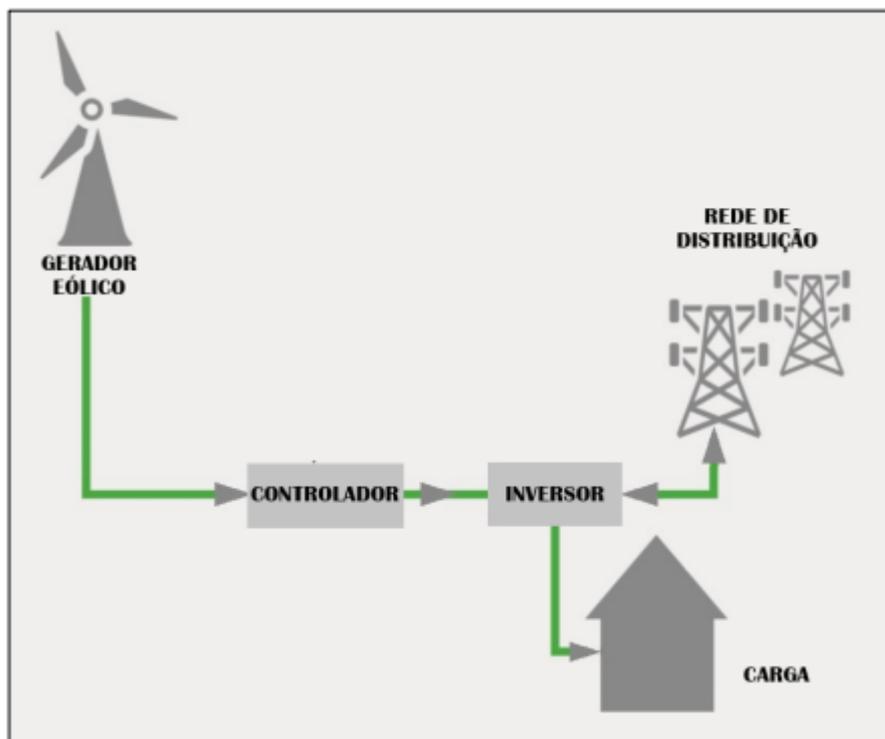


Figura 10 – Esquema de usina eólica

3.3.4 Sistemas híbridos com energias renováveis

A figura 11, mostra hipoteticamente o perfil diário da geração de eletricidade com energéticos solar, eólico e hidráulico que são intrinsecamente de natureza intermitente, em especial a solar e a eólica. Também é mostrada na 11 a demanda de energia e a região temporal onde ocorre o déficit de eletricidade.

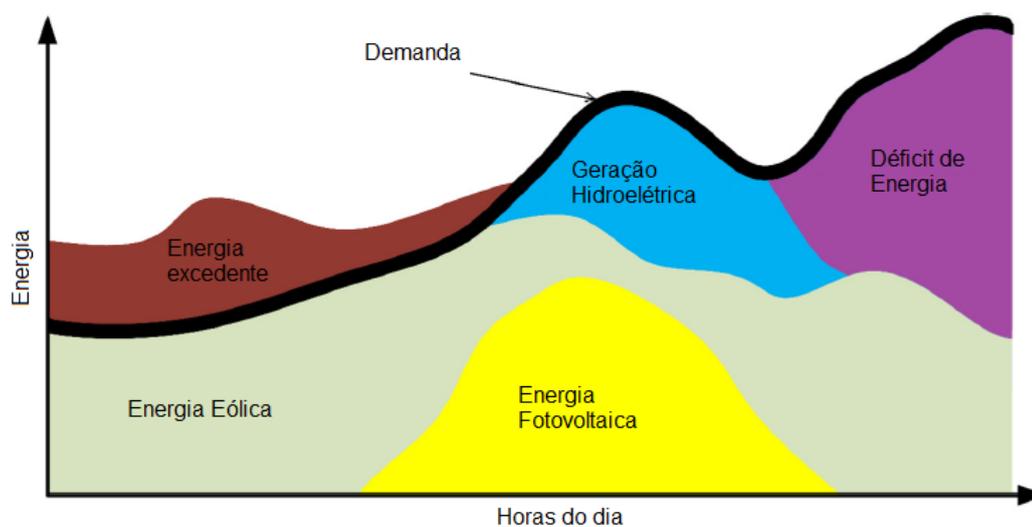


Figura 11 – Curva esquemática da demanda e geração energética, considerando a integração com fontes renováveis

Fonte: (JURASZ, 2017)

Nela, os sistemas solar, eólico e uma central hidroelétrica se juntam para abastecer a demanda energética diária fictícia. A principal fonte de energia nesse complexo é a energia eólica, que nas primeiras horas do dia tem parte de sua energia contingenciada (na medida em que não existe armazenamento). Porém, quando a demanda aumenta ao longo do dia, a energia eólica não é mais suficiente para abastecer a demanda, então a energia solar entra na rede para suprir a demanda. Com o aumento contínuo da demanda, é necessário o suprimento adicional de uma usina hidroelétrica. No fim da tarde, começo da noite, a energia solar não gera eletricidade e as fontes energéticas restantes não conseguem suprir a carga e, então, ocorre um déficit de geração, isso porque não há uma forma de armazenamento de energia. Porém, caso a pequena central hidroelétrica contasse com um lago e turbina reversível, a sobra de energia eólica na parte da manhã poderia ser bombeada para o lago e permitiria que a usina hidroelétrica cobrisse parte do déficit noturno. Da mesma forma, se aumentássemos a capacidade do sistema FV, poderia haver uma sobra de geração elétrica nas horas próximas do meio-dia que poderia ser utilizada para bombeamento de água para o lago, o que tornaria a energia muito mais despachável, uma vez que a energia hidroelétrica com reservatório elevado é flexível e pode ser utilizada a qualquer momento, desde que disponível.

O fluxo de energia de um sistema híbrido com armazenamento bombeado de água pode ser visto na figura 12.

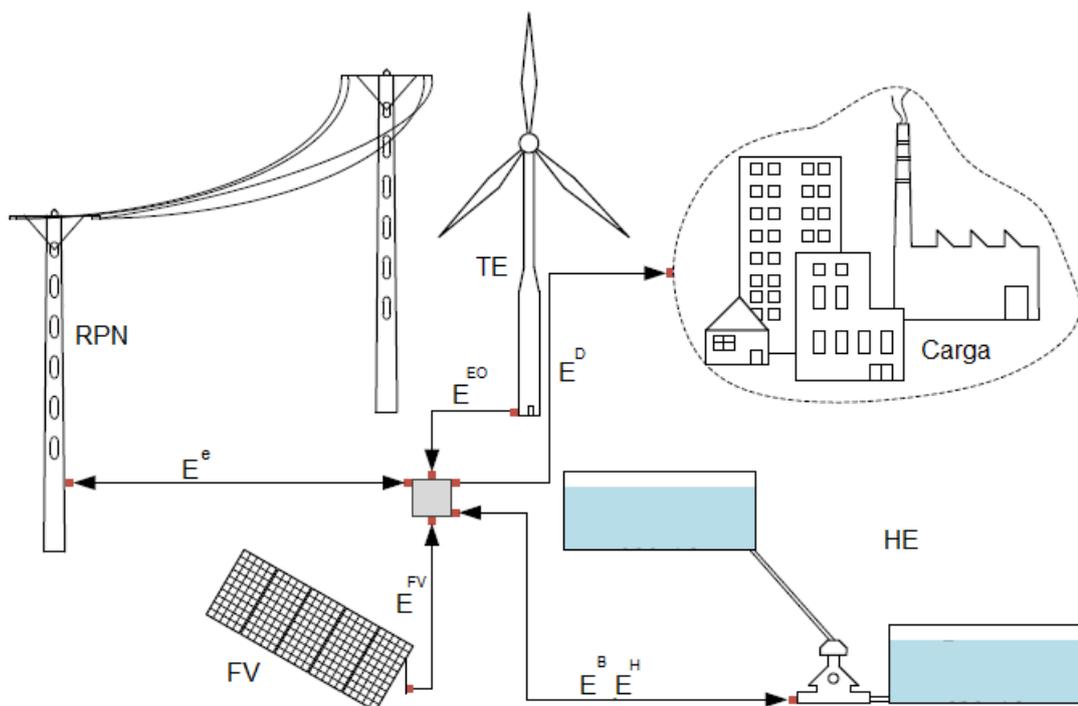


Figura 12 – Esquema do fluxo de energia elétrica em um sistema híbrido

Fonte: (JURASZ, 2017)

Onde:

- RPN é o Rede de potência elétrica Nacional;
- FV é a usina Fotovoltaica;
- UHE - Usina hidroelétrica com reservatório com armazenamento bombeado.

Na figura 12 é possível perceber que as energias eólica e solar apenas contam com fluxo de energia em sentido único: partindo da fonte energética para o sistema de potência nacional, em caso de excedente dessas formas de energia em relação à demanda, a energia excedente é desviada para a hidroelétrica que a utiliza para bombear água para o reservatório elevado, o que pode ser notado pelo fluxo da energia nos dois sentidos. Sendo assim, o controle do sistema híbrido possui mais variáveis em relação aos sistemas tradicionais de produção de energia.

3.4 Focos das pesquisas em Sistema híbrido Solar, Eólico e Hidroelétrico

Os principais estudos em sistemas híbridos com energias renováveis envolveram os seguintes aspectos:

Confiabilidade

Para aumentar a confiabilidade dos sistemas solar + hidroelétricas foram empregadas diferentes abordagens: implantação de armazenamento híbrido (baterias e armazenamento bombeado) (BISWAS; KUMAR, 2017); otimização baseada em reduzir a perda durante o dia ao armazenar o excedente energético solar no lago da represa (XU et al., 2018); modificação na estratégia de operação de hidroelétrica com armazenamento levando em consideração o custo do combustível e o impacto do excesso de energia na confiabilidade da operação do sistema.(AIHARA et al., 2010).

Viabilidade

Vários estudos têm proposto a substituição de sistemas tradicionais de geração autônomos por sistemas solares com armazenamento hidroelétrico, desde a substituição da forma de armazenamento, ou mesmo da origem da energia gerada, até a utilização de sistemas que utilizam a água do mar para armazenar energia hidráulica em reservatórios elevados próximos das localidades onde o maior consumo ocorre, próximo ao litoral, desafiando assim a transmissão de energia na rede.(MANOLAKOS et al., 2004) (KOCAMAN; MODI, 2017) (MANFRIDA; SECCHI, 2014)

Critério Técnico - Econômico

Vários estudos analisaram o impacto econômico de sistemas solar+ eólicos + hidrelétricos residenciais como o uso de reservatório aberto, bem como reservatório inferior

com sistema conectado à rede (ANILKUMAR; SIMON; PADHY, 2017), otimização de componentes do sistema sob condições de baixa carga (BISWAS; KUMAR, 2017) e perspectivas de introdução do armazenamento hidráulico em sistemas com alta penetração de energia solar em termos de custo e confiabilidade (AIHARA et al., 2010).

Outros estudos realizaram a análise técnico-econômica de sistemas solar + eólico + hidroelétrico, como otimização simples e multiobjetiva do sistema solar-hidroelétrico a fim de maximizar a confiabilidade e diminuir os custos de operação (MA et al., 2015b), otimização multiobjetivo para minimizar os custos com menor perda de carga (MA et al., 2015b) e avaliando o comportamento da tecnologia de rastreamento FV em relação ao custo e confiabilidade nos sistemas híbridos (SHABANI; MAHMOUDIMEHR, 2019).

Manejo energético

Várias abordagens são apresentadas na literatura para otimizar o manejo de energia de sistemas solares e hidroelétricos, como o modelo para minimizar o custo de energia da rede para o setor agrícola (KUSAKANA, 2018), um modelo de gestão de energia baseado na previsão de energia solar e integração com hidroelétrica (CHAUDHARY; RIZWAN, 2018), otimização de funcionamento de sistema híbrido baseado em fatores operacionais como custo de combustível, custo total de inicialização da unidade e custo de descarga de poluentes (MIAO et al., 2017) e modelo de gestão de energia baseado no mercado energético, receita total e capacidade de armazenamento (JURASZ; MIKULIK, 2017).

3.4.1 Diferenciais do Projeto de Usina híbrida

O projeto físico de uma usina híbrida envolve, além de toda a complexidade do projeto de uma usina de tecnologia única, complexidades adicionais devido à interação entre as tecnologias e o seu controle. A usina híbrida pode ser virtual, ou seja, as gerações eólica, solar e outras ocorrem espacialmente disjuntas e não compartilham nenhuma infraestrutura.

Por outro lado, uma usina híbrida de energia solar, eólica e hidrelétrica pode ser co-localizada, compartilhando diversas infraestruturas já existentes e funcionando de modo complementar em diversas escalas de tempo. Obviamente, a localização da unidade geradora FV tem que ser prevista para que não haja sombreamento pela parede do reservatório da represa e otimize a transmissão elétrica para o barramento comum CA.

As informações mais relevantes para a análise de viabilidade de um projeto da usina híbrida solar-hidráulica são os levantamentos dos recursos energéticos do local (solar e hidráulico) para a determinação do grau de complementaridade possível e sua otimização econômica. Neste projeto, não se previu a obtenção de dados através de campanhas de medição, mas sim a utilização de dados de satélites ou terrestres existentes e disponíveis ou o uso de séries de dados sintéticos de diferentes modelos existentes na literatura.(ZAIDI;

[KHAN, 2018](#)) ([KUMAR et al., 2020](#))([SUN et al., 2019](#))([ANTONANZAS-TORRES et al., 2019](#))

3.5 Fator de Capacidade

O fator de capacidade é uma medida da eficácia de uma usina de energia. Em suma, é um indicador de quão plenamente a central é utilizada, em relação às suas restrições termodinâmicas, tecnológicas, econômicas e ambientais. Para todas as tecnologias energéticas singulares, os fatores de capacidade podem ser diferentes em intervalos de tempo diferentes. ([OUTLOOK et al., 2010](#))

O fator de capacidade é uma métrica padrão no setor energético porque resume em um único índice a tecnologia, o recurso energético local e restrições de manejo. Obviamente, se houver um avanço tecnológico, isso irá alterar para mais o fator de capacidade. Por outro lado, se uma usina estiver inoperante por diversos motivos, como reparos, manutenção, reabastecimento ou intermitência do fluxo energético, o valor médio do fator de capacidade irá diminuir.

Uma vez que o fator de capacidade de uma usina elétrica fornece a produção média dessa usina em relação à sua capacidade máxima, enganos podem ser cometidos em relação às energias renováveis. Se uma planta trabalha com 50% da capacidade nominal, seu fator de capacidade é 0,5. Isso não significa necessariamente que a planta funcionou 12 horas em plena capacidade e ficou desligada nas 12 horas restantes. Esta planta pode estar inoperante por diversos motivos, como reparos, manutenção, reabastecimento ou intermitência para energias renováveis. Apesar das suas limitações, esse ainda é um indicador simples que pode ser facilmente calculado para prever a quantidade de eletricidade que será obtida em média a partir de uma capacidade nominal específica instalada. ([BOLSON; PRIETO; PATZEK, 2022](#))

Para tecnologias energéticas com grande capacidade de armazenamento hidráulico ou de combustível, o fator de capacidade tende a ser alto e manejável (flexível) de acordo com o operador do sistema de geração. O diferencial da energia eólica ou solar é a incapacidade de armazenamento (da energia primária), do vento ou luz e a variação estocástica intermitente (temporal e espacial) dos recursos energéticos. Então, o fator de capacidade de uma usina solar é afetado fortemente pelas condições climáticas locais e a hora do dia. Geralmente, os sistemas solares fotovoltaicos (FV) atuais têm fatores de capacidade que variam de 10% a 30%, com valores mais elevados alcançáveis em regiões com luz solar abundante e seguimento solar.

As turbinas eólicas operam de forma mais eficiente em áreas com velocidades de vento consistentes, normalmente regiões costeiras ou planícies abertas. Os fatores de

capacidade para parques eólicos normalmente variam de 25% a 45%, dependendo de fatores como projeto da turbina, qualidade dos recursos eólicos e seleção do local.

A energia hidrelétrica, derivada da energia potencial da água, geralmente apresenta fatores de capacidade mais elevados em comparação com a energia solar e eólica. O fator de capacidade para usinas hidrelétricas varia dependendo de fatores como tamanho do reservatório, vazão de água e variações sazonais. As usinas hidrelétricas a fio d'água tendem a ter fatores de capacidade que variam de 30% a 50%, enquanto as usinas hidrelétricas baseadas em armazenamento com reservatórios maiores podem atingir fatores de capacidade superiores a 50%, às vezes chegando a 80% ou mais. (OEL, 2021)

3.6 Estabilidade Energética

Segundo (MEDINA; ANA; GONZÁLEZ, 2022), as fontes renováveis variáveis, como a solar e a eólica, têm 5 características que dificultam a integração dessas energias nas matrizes energéticas dos países:

- *Variabilidade, intermitência ou flutuação*: Essa característica descreve as mudanças na produção da energia em função das flutuações climáticas. Isso torna crítica a capacidade de prever com precisão a energia disponível para que seja possível abastecer a demanda adequadamente. (MILLS; WISER; PORTER, 2009)
- *Incerteza ou baixa previsibilidade*: Essa característica descreve a dificuldade de prever (na escala de segundos, horas ou dias) a magnitude da energia que poderá ser produzida. (MÜLLER et al., 2014)
- *Disponibilidade, diversidade geográfica ou restrições de localização*: A distribuição geográfica da disponibilidade das energias renováveis variáveis não é igualmente distribuída e dificilmente estas estão disponíveis nas localidades onde a demanda está, ao contrário das termoelétricas que podem ser construídas nas localidades mais próximas da demanda, desde que haja infra-estrutura para o transporte de seu combustível.
- *Falta de inércia cinética*: A grande penetração das energias renováveis variáveis pode causar distúrbios na rede de transmissão da eletricidade. A inércia cinética típica dos geradores hidráulicos não existe na geração solar e eólica, com isso, enfraquece a estabilidade transitória do sistema levando à instabilidade de tensão.
- *Difícil de armazenar*: As energias eólica e solar são de difíceis armazenar por razões econômicas.

Embora a energia hidráulica não possa ser classificada como energia variável, dependendo da escala temporal e a despeito da facilidade do seu armazenamento, ela também pode ser considerada variável, devido à sua forte dependência com o clima (por exemplo, seca severa em 2017 na bacia do São Francisco).

Além do problema quanto à disponibilidade, há os problemas técnicos relacionados à produção energética e à operação do sistema eólico. As unidades convencionais normalmente têm alto momento de inércia e forte capacidade de atenuação de perturbações, mas com a inserção crescente das energias renováveis variáveis, o que ocorre é a redução da capacidade de regulação de tensão e frequência. (QIN et al., 2022),(NIU et al., 2022) Com isso, o risco de instabilidade do sistema de energia com alta penetração das energias renováveis variáveis é um risco crescente.

(NIU et al., 2022) analisaram o impacto da penetração das energias renováveis variáveis na tensão de um sistema que está integrado em um sistema maior. Há dois índices responsáveis por mensurar a variabilidade: a estabilidade e o nível de segurança da tensão produzida em dois cenários, ambos envolvendo energia solar e eólica inseridos em um sistema composto por fontes tradicionais de energia, sendo um primeiro no qual as perturbações externas são iguais a 10% da produção e um segundo no qual as perturbações externas são de até 20%. Em ambos os casos, uma penetração de até 35% possuía índices seguros e administráveis. No segundo caso, a penetração de mais de 55% é impraticável, o mesmo ocorre no primeiro caso para penetrações maiores de 75%.

(QIN et al., 2022) realizaram algo semelhante e concluíram que penetrações maiores do que 60% tornariam o sistema instável. Esses autores quantificaram o problema definindo um índice que quantificava a potência de produção de energia em relação à potência média e deram o nome de índice de estabilidade,

$$est = \left| \frac{P(t) - \bar{P}}{\bar{P}} \right| \quad (3.1)$$

Onde:

- est é o índice de estabilidade;
- $P(t)$ é a potência instantânea produzida;
- \bar{P} é a potência média produzida.

Esse índice pode ser calculado para diversos intervalos de tempo, bem como para uma modalidade energética individual ou com uma mixagem (mix) qualquer. O índice mede a proximidade da produção de potência de uma fonte constante cuja magnitude seja a potência média. A estabilidade igual a 0 indica uma estabilidade perfeita; a estabilidade piora conforme se afasta de 0.

3.7 Otimização do Uso da Água

Com o conceito de Nexo do uso da água, o reservatório de uma grande hidroelétrica adquire mais importância, uma vez que sua água também terá outros propósitos além da produção de eletricidade. Isso se mostra ainda mais crítico em regiões semiáridas, pois, devido à escassez de chuvas, grande parte da população da região depende da água do rio para consumo humano ou produção de alimentos.

Na região de estudo desse trabalho, a área de estudo é a Bacia do Rio São Francisco, na qual a maioria da bacia se encontra na região semiárida, onde a evaporação é alta, as chuvas são poucas e o uso da água é disputado. Sendo assim, uma diminuição do uso da água para produção de energia poderia aliviar conflitos entre os diversos usuários da bacia hidrográfica.

Como essa área possui alto potencial de produção de energia solar e eólica, caso haja a instalação de usinas solar e eólica co-localizadas com a hidroelétrica existente, a produção da energia hidroelétrica poderá ser diminuída sem afetar a carga demandada. Dessa forma, a água economizada poderá ser remanejada para outras aplicações (transporte, consumo humano, lazer) ou para propiciar a segurança hídrica da região (por exemplo, a manutenção de uma vazão na calha do rio maior que $800 \text{ m}^3/\text{s}$). Além disso, a energia elétrica contingenciada pela geração solar ou eólica poderá ser aproveitada bombeando a água a montante com a instalação de turbina reversível; o excedente armazenado seria utilizado para geração na turbina reversível em um horário para atenuar a Curva Pato.

Uma usina reversível utiliza dois reservatórios em diferentes alturas, o armazenamento é feito quando a água é bombeada do reservatório inferior para o reservatório superior. Para posteriormente recuperar essa energia, a água é transferida do reservatório superior para o reservatório inferior acionando uma turbina (FERREIRA et al., 2013). No caso, a turbina e a bomba são o mesmo equipamento, essa técnica é o meio mais econômico de armazenar grandes quantidades de energia elétrica (REHMAN; AL-HADHRAMI; ALAM, 2015) De acordo com Hino e Lejeune (HINO; LEJEUNE, 2012), as usinas hidrelétricas bombeadas têm várias vantagens, como (1) partida/parada flexível e velocidade de resposta rápida, (2) capacidade de rastrear mudanças de carga e se adaptar a mudanças drásticas de carga e (3) podem modular a frequência e manter a estabilidade da tensão. Entre os desafios estão: a dificuldade geográfica para a construção desse tipo de usina.

4 Material e Métodos

O trabalho desenvolvido foi composto por quatro partes, conforma pode ser visto na figura 13.

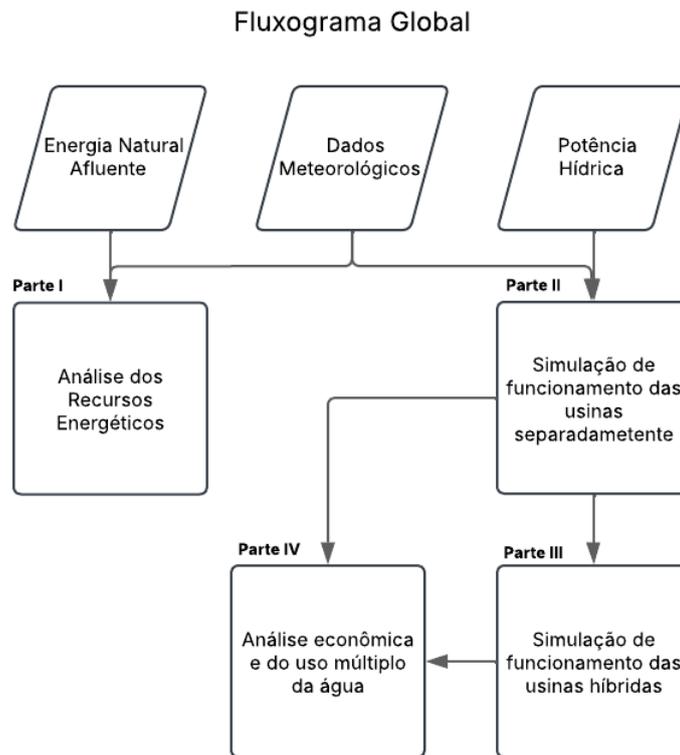


Figura 13 – Fluxograma Global da divisão do trabalho
Fonte: Autor

A primeira refere-se ao estudo da complementaridade dos recursos energéticos renováveis na bacia do rio São Francisco, sem nenhuma consideração com a produção de eletricidade. Nesse estudo, foram avaliadas as correlações estatísticas dos recursos renováveis co-localizados e espacialmente distribuídos nos locais onde estão instaladas atualmente as grandes usinas hidrelétricas da bacia do São Francisco.

Na segunda parte, as usinas singelas solar, eólica e hidráulica gerando potência e colocadas juntas às grandes UHE foram analisadas no que se referem à complementaridade energética, ao fator de capacidade, estabilidade e despachabilidade em escala horária, diária e sazonal. Particularmente para energia solar, foram estudados os efeitos das configurações geométricas e tecnológicas do campo solar na complementaridade.

Na terceira parte, usinas híbridas de potência com diferentes configurações e mixagem (proporção das energias hidráulica, solar e eólica) das energias renováveis, co-

localizadas na Usina Hidroelétrica de Sobradinho. Também foram obtidos alguns cenários possíveis para a otimização de Sobradinho com energia solar e eólica.

Finalmente, na quarta parte, foi desenvolvida uma metodologia simplificada para otimizar o uso da água no período molhado com energia solar e eólica e gerar energia no período seco, mantendo a vazão de defluência mínima estabelecida pela ANA em um ano crítico do ponto de vista hidrológico.

4.1 Local de Estudo

A bacia hidrográfica do Rio São Francisco tem uma extensão de 2368 km, uma vazão média anual de 2846 m^3/s , uma área de drenagem de 639.219 km^2 e cerca de 54% dessa área encontra-se na região semiárida; a região já foi exposta na figura 2.

As grandes usinas hidroelétricas (Sobradinho até Xingó) estão todas no semiárido na região hidrográfica conhecida como submédio São Francisco, que tem precipitação anual de 450-800 mm (Figura 2). As maiores usinas estão na região de Paulo Afonso, onde as 5 usinas possuem aproximadamente 70% da capacidade instalada; porém, essas usinas não possuem lagos de armazenamento. Além disso, o potencial energético hidroelétrico do rio está quase completamente utilizado.

Esta vasta região consome de forma múltipla as águas do Rio São Francisco, retirando cerca de 278 m^3/s para consumo humano geral, sendo principalmente para a agricultura irrigada que consome uma quantidade significativa de 213,7 m^3/s . Outras demandas importantes são: demanda urbana, 31,3 m^3/s , a demanda industrial e 10,2 m^3/s para criação de animais. Não estão contabilizados os valores de 26 m^3/s retirados pelo projeto de Transposição (ANA, 2024) e pela evaporação pelos lagos hidrelétricos. Além disso, (CAMPOS et al., 2021) relata que para Três Marias, Sobradinho e Itaparica a taxa de evaporação foi de 42, 147 e 41 m^3/s , em média, considerando o período 1999–2018.

Em resumo, a bacia do Rio São Francisco está localizada, em sua maioria, em uma região de baixa precipitação, alta evaporação e alta competição para o uso da água com potencial conflito severo de interesses. Também há mudanças importantes no cenário hidrológico provocadas pelo aquecimento global que certamente deverão intensificar e tornar mais frequentes os períodos de seca (diminuição da afluência anual média) (IPCC, 2023). Então, em um futuro próximo, o estresse hídrico influenciará de forma significativa a produção de alimentos, suprimento de água humano e produção de eletricidade hidráulica.(CAMPOS et al., 2021)(CAMPOS et al., 2021)

A situação descrita acima tem sido bastante estudada com um enfoque cuja denominação é conhecida como o nexa da produção/uso de água, energia e alimento.

A aplicação do conceito do Nexa na região da bacia do São Francisco leva direta-

mente para a substituição da água utilizada para geração da eletricidade por outro recurso energético abundante e de qualidade como é a energia solar em região árida ou desértica. Todo o curso do rio São Francisco está na área de alta insolação ilustrada na figura 14 a. Caso exista recurso eólico de qualidade, este também poderá ser considerado para o mesmo fim, assim, a figura 14 b demonstra que boa parte do nordeste brasileiro também possui excelente recurso de vento. Com isso, algumas grandes centrais eólicas e solares já foram construídas, ou estão planejadas e, nessa região, há mais de 200 MW de energia solar e cerca de 10 GW de energia eólica instalada na região (ONS, 2021). Na hipótese em que a geração solar ou eólica desloque parcialmente a água utilizada atualmente, haverá o uso otimizado da água que poderá ser utilizada para outros propósitos imediatamente ou armazenada para uso futuro.

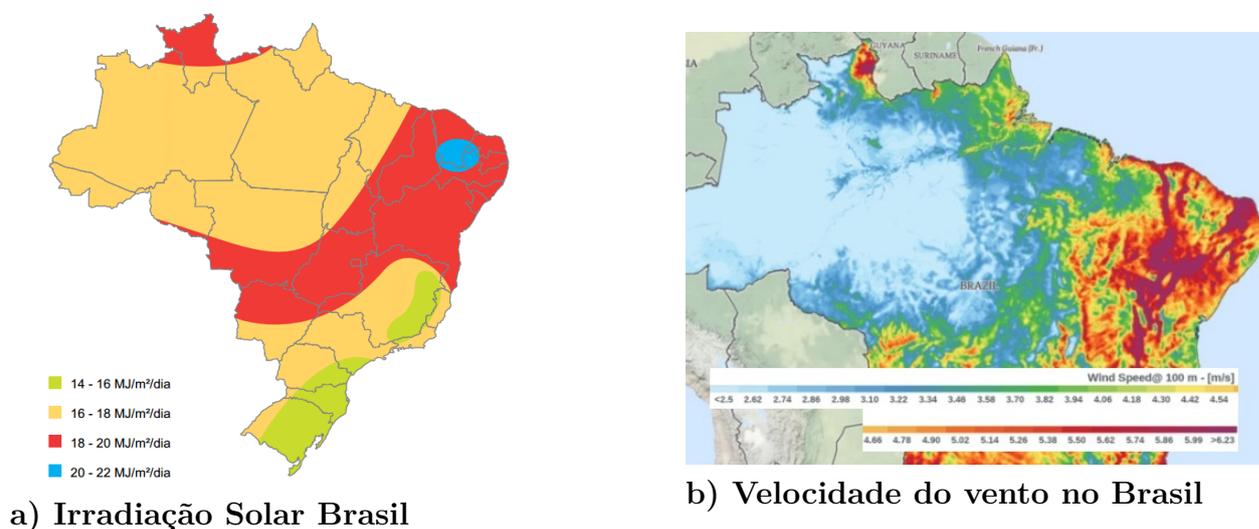


Figura 14 – Potencial da energia solar e eólica no NE do Brasil

Fonte: a- (ANEEL, 2024); b-(ENERGYDATA.INFO, 2024);

4.2 Complementaridade dos recursos energéticos renováveis na bacia do Rio São Francisco

A Figura 15 mostra o fluxograma do trabalho desenvolvido para a avaliação da complementaridade espaço-temporal dos recursos energéticos renováveis na bacia do Rio São Francisco. O primeiro momento trata-se da coleta, organização e avaliação dos dados existentes sobre os recursos renováveis hidráulico, solar e eólico na região-alvo, em escalas temporais: horária, diária, mensal e anual. A seguir, os diversos bancos de dados foram comparados e validados. Finalmente, os recursos energéticos foram analisados estatisticamente com correlações de Pearson, Spearman e Kendall.

Fluxograma - Geral

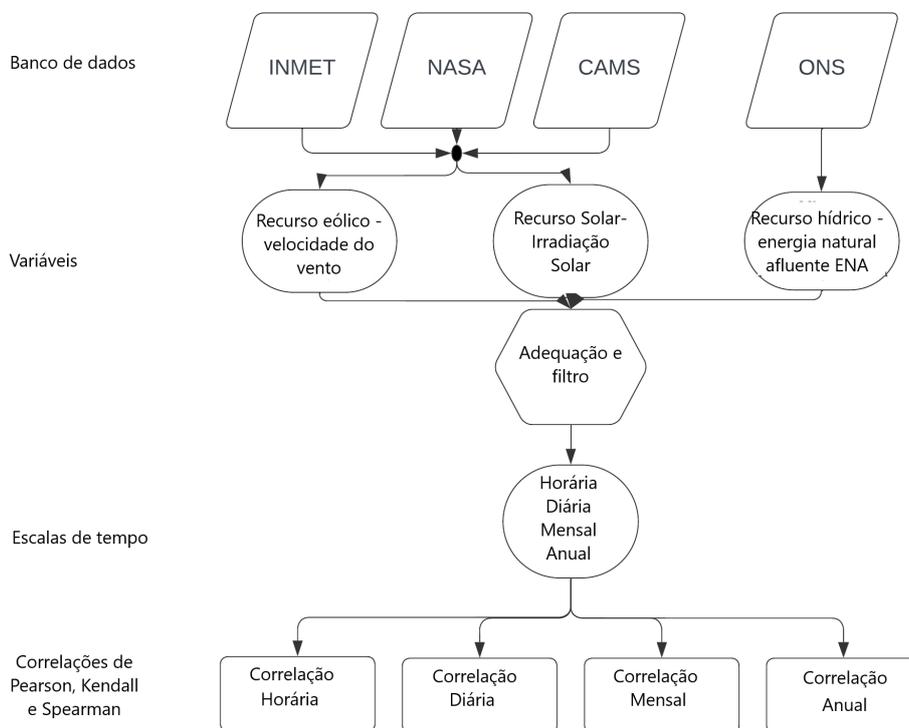


Figura 15 – Fluxograma utilizado para a avaliação espaço-temporal da complementaridade dos recursos energéticos renováveis na bacia do Rio São Francisco

Fonte: Autor

4.2.1 Seleção e Avaliação dos Bancos de Dados dos recursos energéticos renováveis

Foram utilizados quatro bancos de dados para a realização desse trabalho, o banco de dados para a avaliação da energia hidroelétrica (banco do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS) e três bancos de dados meteorológicos (Instituto Nacional de Meteorologia - INMET, National Aeronautics and Space Administration - NASA e Copernicus Atmosphere Monitoring - CAMS). Esses três últimos foram comparados entre si com a intenção de selecionar o mais adequado, considerando como critério da verdade o banco de dados mensurados na superfície terrestre (INMET). Os dados utilizados do banco do INMET correspondem às estações meteorológicas geograficamente mais próximas de cada usina hidroelétrica, tabela 4.

As usinas do complexo da Paulo Afonso, Moxotó e Xingó são próximas fisicamente, todas num raio de no máximo 40 km, por isso, foi considerada somente uma única estação como representativa de todas. A comparação para a validação dos bancos da NASA e

Usina Hidroelétrica	Estação INMET	Distância até Usina
Três Marias	Três Marias	10 km
Sobradinho	Petrolina	40 km
Luiz Gonzaga	Floresta	70 km
Complexo Paulo Afonso/ Xingó	Ibimirim	100 km

Tabela 4 – Estações do INMET mais próximas das hidroelétricas

CAMS foi realizada por meio das comparações da irradiação solar incidente e da velocidade do vento com dados da estação meteorológica terrestre do INMET.

4.2.2 Energia Hidroelétrica

As principais usinas hidrelétricas presentes no rio, bem como os tamanhos dos reservatórios e as capacidades instaladas, podem ser vistas na tabela 5.

Hidroelétrica	Localização	Tamanho de Reservatório (m^3)	Capacidade Instalada(MW)
Três Marias	Três Marias - MG	21 10^9	396
Sobradinho	Sobradinho - BA	34,1 10^9	1050
Luiz Gonzaga	Petrolândia - PE	11 10^9	1480
Complexo Paulo Afonso / Moxotó	Paulo Afonso - BA	1 10^9	4300
Xingó	Piranhas - Al	3 10^6	3162

Tabela 5 – Principais usinas hidroelétricas no rio São Francisco

Os dados de energia hidráulica aqui utilizados estão disponibilizados (online) pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, (ONS, 2021)) que é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). O banco de dados da ONS é muito robusto, com dados pelo menos em escalas diárias de praticamente todos os empreendimentos de geração de eletricidade desde o início de sua operação até os dias atuais. A métrica utilizada para avaliação do recurso hidroelétrico é a Energia Natural Aflente (ENA) que é a energia hidrelétrica potencialmente disponível em uma determinada usina hidroelétrica. Ela é calculada com base em diversos fatores, como precipitação, evaporação, condições de armazenamento e características geográficas da bacia hidrográfica. De forma resumida, a Energia Natural Aflente (ENA) é o potencial energético produzível pela usina, considerando a sua vazão natural aflente e sua capacidade de geração e a sua cota de 65% do volume útil.(ONS, 2021) A ENA é a quantidade de água que chega aos reservatórios das

usinas hidrelétricas e que pode ser transformada em energia, e é calculada pela seguinte expressão.

$$ENA(t) = \sum_i^n (Q_{nat}(i, t)p(i)) \quad (4.1)$$

Onde:

- t = intervalo de tempo;
- i = aproveitamento pertencente ao sistema de aproveitamentos da bacia considerada;
- n = número de aproveitamentos existentes no sistema de aproveitamentos da bacia considerada;
- Q_{nat} = vazão natural do aproveitamento no intervalo de tempo considerado (vazão afluente menos as vazões defluentes, uso da bacia e evaporação.) ;
- p = produtibilidade média do conjunto turbina-gerador do aproveitamento hidrelétrico, referente à queda obtida pela diferença entre o nível de montante, correspondente a um armazenamento de 65% do volume útil, e o nível médio do canal de fuga.

4.2.3 Energia Solar e Eólica

Para avaliação da energia solar e eólica disponíveis na região, foram utilizados os dados de irradiância solar global horizontal e velocidade do vento fornecidos pelo Instituto Nacional de Meteorologia - INMET, National Aeronautics and Space Administration - NASA e Copernicus Atmosphere Monitoring - CAMS:

1- Banco de dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) - Possui dados colhidos na superfície terrestre por estações meteorológicas, que coletam as variáveis meteorológicas minuto a minuto, e são integradas e disponibilizadas em médias horárias. Uma estação típica está exposta na figura 16 e é constituída pelos seguintes sensores: termômetros e psicrômetros para o registro da temperatura e pressão do ar; anemômetros instalados a 10 metros de altura para o registro da velocidade e direção do vento; piranômetro para registro da irradiação solar global incidente.



Figura 16 – Estação Meteorológica Típica - INMET
(INMET, 2024)

2- Banco de dados NASA-POWER, cuja irradiação solar foi modelada com imagens de satélite. Os dados estão disponíveis em várias resoluções temporais (hora, dia, mês ou ano) e a resolução espacial dos dados é de $0.5^\circ \times 0.5^\circ$ de latitude e longitude, ou aproximadamente 111.12×112.12 km na linha do Equador. A velocidade do vento está disponível para 10 ou 50 metros de altura.

3- Banco de dados CAMS - Copernicus Atmosphere Monitoring Service possui as mesmas características do anterior, sendo apenas diferente em sua origem.

Os bancos de dados modelados com imagens de satélites cobrem praticamente toda a superfície terrestre e possuem longevidade, com disponibilidade inicial anterior aos anos 2000 e terminando na data presente.

4.2.4 Preparação do Banco de dados

O banco de dados hidrológicos do Operador Nacional do Sistema (ONS) praticamente não possui falhas de abastecimento na janela de tempo correspondente ao período de 2000 a 2023, escolhida para a realização deste estudo. Considerando todas as hidrelétricas, houve um índice de falhas menor que 0,01%, e por isso os dados faltantes não foram substituídos.

Os bancos de dados de satélites de irradiação solar e velocidade do vento, tanto da NASA como da CAMS, estão disponibilizados com filtragem e preenchimento dos dados faltantes para a janela de tempo entre 2000 e 2023.

No banco de dados do INMET, observaram-se falhas de abastecimento, duplicidade, valores irreais e janelas de aquisição de dados diferentes para cada localidade próxima às usinas hidroelétricas. As providências adotadas nesse caso foram:

- dados faltantes pontuais foram substituídos pela média de pontos dos dados adjacentes;
- séries longas faltantes causaram a exclusão dos dados em questão;
- dados duplicados foram excluídos;
- dados fisicamente impossíveis ou irrealistas (valores negativos, velocidades de vento maiores de 20 m/s ou irradiação maior do que extraterrestre) foram excluídos;
- As diversas estações terrestres do INMET tornaram-se operacionais somente em 2008, 2000, 2009 e 2005 respectivamente para Três Maria, Sobradinho, Luiz Gonzaga e Completo de Paulo Afonso e Xingó.

Após a filtragem e adequação dos dados medidos do INMET, constatou-se que 90% dos dados possíveis estavam utilizáveis.

A validação dos bancos de dados de satélites foi realizada confrontando-os com os dados terrestres por meio do cálculo dos coeficientes de correlações estatísticos. Uma alta similaridade corresponde a uma alta correlação entre os bancos de dados de terrestres e de satélites.

4.2.5 Complementaridade dos recursos energéticos renováveis

As complementaridades espaço-temporais dos recursos energéticos renováveis na bacia do rio São Francisco foram calculadas usando as métricas estatísticas de Pearson, Spearman e Kendall. A complementaridade em escala horária foi avaliada apenas para a energia solar e eólica devido à falta de dados horários das usinas hidrelétricas.

Conforme (JURASZ et al., 2020), as correlações estatísticas entre os recursos energéticos (métrica estatística) são utilizadas principalmente em situações em que se quer fazer um estudo de localização preliminar de um sistema híbrido e identificar quais os locais são mais promissores, ou avaliar o potencial aperfeiçoamento funcional de uma usina existente e, por fim, como parte de uma inequação de restrição em um problema de otimização do sistema híbrido.

4.3 Complementaridade dos SPHER

As correlações de Pearson, Spearman ou Kendall têm sido largamente utilizadas para mensurar a complementaridade de recursos energéticos, mas são insuficientes para resolver os desafios da integração dos SPHER na rede elétrica. A integração de SPHER requer o conhecimento dos aspectos relacionados à estabilidade de geração, balanço entre demanda e geração, confiabilidade, taxa de contingenciamento da eletricidade, custos da

geração e impactos ambientais, entre outras. Por sua vez, todas essas variáveis dependem da mixagem (mix) de energias renováveis do sistema híbrido, isto é, da composição, por exemplo, em termos da proporção de capacidade instalada: l (hídrica):m (solar):n (eólica) e muitas vezes também das suas interdependências.

O tema da complementaridade dos sistemas SPHER inicia-se com os diversos bancos de dados identificados e preparados anteriormente com acréscimo dos dados da carga ou demanda. Em seguida, são calculados o fator de capacidade, coeficiente de estabilidade, coeficiente de estabilidade relativa, despachabilidade de cada usina singela. Para avaliar o valor adicionado pelas configurações geométricas ou tecnológicas da energia solar, foram analisadas as diversas configurações: a) solar fixo, com variação do ângulo em relação à horizontal e variação no ângulo azimutal do módulo, b) rastreamento em 1 eixo com azimutes diferentes e c) rastreamento em dois eixos. O passo seguinte foi a integração dos energéticos renováveis, ou seja, a análise de um sistema híbrido com capacidade hidráulica, solar e eólica de l, m, n (quaisquer ≥ 0). Os diversos mixes foram simulados e obtidos os resultados quanto às correlações estatísticas para potência gerada, estabilidade, despachabilidade, fator de capacidade e uso ótimo da água.

Para realizar as simulações acima, foi necessário o detalhamento das usinas hidrelétricas pré-existentes. Porém, as usinas solares e eólicas precisaram ser especificadas e detalhadas. O critério das escolhas foi que os equipamentos fossem comerciais e resultassem no maior fator de capacidade.

4.3.1 Usinas co-localizadas em Sobradinho

4.3.1.1 Hidroelétrica

A Usina Hidrelétrica de Sobradinho utiliza turbinas do tipo Kaplan, que são particularmente adequadas para quedas d'água relativamente baixas, como as encontradas no Rio São Francisco na região de Sobradinho. As turbinas Kaplan são do tipo "hélice", com pás ajustáveis que permitem uma operação eficiente em uma ampla gama de vazões de água. Essa adaptabilidade é crucial para maximizar a geração de energia, mesmo quando o nível do reservatório varia significativamente ao longo do ano. A potência nominal de cada unidade geradora é de aproximadamente 175 megawatts (MW), totalizando uma capacidade instalada de 1.050 MW para a usina como um todo.

4.3.1.2 Eólica

Não há usina eólica instalada no lago de Sobradinho ou entornos imediatos, porém há três parques eólicos situados no município de Casa Nova, situado a pelo menos 30 km da barragem de Sobradinho. Os três juntos somam 232 MW de potência nominal.

Os dados não foram utilizados porque a essa distância elas não são consideradas como co-localizadas; dessa forma, uma usina eólica foi simulada para esse trabalho.

A turbina escolhida para esse fim tem características que podem ser vistas na tabela 6:

Fabricante	Siemens
Modelo	SWT - 2.3/113
Potência nominal	2300 kW
Diâmetro do Rotor	113 m
Classe	IEC IIIa/S
Área de varredura	10029 m ²
Área específica	4,37 m ² /kW
Números de pás	3
Controle de potência	"Pitch"
Rotação mínima do rotor	6 rpm
Rotação máxima do motor	13 rpm
Velocidade mínima de vento para corte	2,5 m/s
Velocidade de vento nominal	12 m/s
Velocidade máxima de vento para corte	25 m/s
Altura do bulbo	140 m

Tabela 6 – Características da Turbina da usina eólica
([MODELS.COM](#), n.d.)

A norma IEC 61400, estabelecida por IEC (International Electrotechnical Commission) que define as classes de vento para aerogeradores. A "Classe III" indica que a turbina é projetada para operar em locais com velocidades médias de vento relativamente baixas. As classes de vento são definidas de acordo com a velocidade média anual do vento; a classe III indica velocidade média de vento de até 7,5 m/s. O "a" em "IIIa" refere-se à subdivisão dentro da classe, que pode indicar variações nas características do vento, como turbulência. O "S" ao final indica que a turbina é uma variante especial, adaptada para condições específicas que não se enquadram perfeitamente nas definições padrão da classe. Essas condições especiais podem incluir aspectos como uma maior resistência a rajadas de vento extremas, turbulência específica do local ou outras variáveis ambientais que exigem uma modificação da turbina padrão.

As simulações foram efetuadas com a Windpowerlib, que é uma biblioteca do Python criada para a simulação de turbinas, agrupamentos ou fazendas eólicas. ([WIND-POWERLIB](#), 2024) Essa biblioteca foi escolhida pela sua disponibilidade de uso, por ser

um código aberto, gratuito e bastante utilizada para simulação de turbinas eólicas. Sua biblioteca não possui uma grande quantidade de turbinas nativas em seus registros, mas permite a inserção delas com os dados disponíveis nos respectivos data-sheets.

Os Parâmetros para as simulações das usinas eólicas que são as entradas no Windpowerlib estão resumidos a seguir e foram os mesmos utilizados em todas as localidades analisadas.

- **wake losses model:** Este parâmetro define o modelo utilizado para estimar as perdas por efeito de sombra (ou "wake losses") entre as turbinas eólicas de um parque. O efeito de sombra refere-se à redução da velocidade do vento e ao aumento da turbulência que ocorre quando o vento passa por uma turbina, afetando as turbinas a jusante. O valor utilizado aqui, 'dena mean', baseia-se em uma média das perdas de eficiência derivadas dos dados publicados pela Agência Alemã de Energia (DENA). Alternativamente, pode-se utilizar o modelo 'wind farm efficiency', que aplica uma curva de eficiência específica para o parque eólico;
- **smoothing:** A função de suavização é aplicada para reduzir as variações bruscas nas curvas de potência causadas por flutuações momentâneas na velocidade do vento, resultando em um perfil de produção de energia mais estável e realista;
- **block width:** Define a largura dos blocos de vento (ou segmentos) utilizados no processo de suavização, quando esta é ativada. O valor padrão é 0.5, o que indica que blocos com largura de 0,5 m/s na velocidade do vento são usados para calcular as médias suavizadas. Este parâmetro é relevante quando a propriedade smoothing é ativada, pois influencia o grau de suavização aplicado às curvas de potência;
- **standard deviation method:** Especifica o método utilizado para calcular o desvio-padrão da velocidade do vento, que é uma métrica importante para capturar a variabilidade e a turbulência do fluxo de vento. O valor padrão, 'turbulence intensity', usa a intensidade da turbulência como base para o cálculo. Esse parâmetro afeta diretamente a precisão das simulações, especialmente em cenários com alta turbulência;
- **smoothing order:** Determina a ordem na qual a suavização é aplicada às curvas de potência. Aqui definido para que a aplicação da suavização ocorra diretamente às curvas de potência do parque eólico como um todo;
- **wind speed model:** Define o modelo utilizado para extrapolar a velocidade do vento em diferentes alturas acima do solo. Aqui usa-se o modelo logaritmo para extrapolação. A rugosidade é assumida como a do lago, com 0,001 m;

- density model: Define o modelo utilizado para calcular a densidade do ar, que é um fator chave na determinação da energia cinética disponível no vento. A configuração aqui adotada, utiliza a fórmula barométrica para calcular a densidade do ar com base na pressão e temperatura atmosféricas. O modelo gás ideal usa a equação dos gases ideais para calcular a densidade a partir da temperatura, pressão e volume;
- temperature model: Especifica o modelo utilizado para calcular a variação da temperatura com a altura. A configuração 'linear gradient' assume um gradiente de temperatura linear, que é um método simples e amplamente utilizado para representar a variação da temperatura na camada limite atmosférica. Este parâmetro é importante em cenários onde a temperatura varia significativamente com a altura, afetando a densidade do ar e, conseqüentemente, a produção de energia;
- power output model: Define o modelo utilizado para calcular a potência gerada pelas turbinas eólicas. Aqui foi definido como 'power curve' que utiliza a curva de potência da turbina, e relaciona a velocidade do vento com a saída de potência. Este parâmetro é central para a previsão da produção de energia, uma vez que a curva de potência é uma representação direta do desempenho da turbina em condições de vento variáveis;
- hellman exp: Define o valor do expoente de Hellman, utilizado no modelo de perfil de velocidade do vento de Hellman. O parâmetro aqui utilizado permite ao modelo calcular automaticamente o expoente com base nas condições do terreno e na rugosidade da superfície. Este parâmetro é relevante quando se utiliza o modelo de Hellman para estimar a variação da velocidade do vento com a altura.

Os dados de velocidade de vento local foram obtidos do Banco de dados da POWER-NASA.

4.3.1.3 Solar

Há uma usina solar flutuante instalada no lago de Sobradinho, porém, essa é apenas uma usina piloto de 1 MW de potência nominal. Sendo assim, para esse trabalho também foi simulada uma usina solar. Tal empreendimento foi escolhido baseado em um "arranjo FV padrão" que contém 01 arranjo conectado a 01 inversor de frequência. Dessa forma, as diversas capacidades a serem simuladas foram obtidas variando a quantidade de arranjo padrão para alcançar a capacidade desejada. As características do módulo FV e do inversor podem ser vistas nas tabelas 7 e 8, respectivamente.

O arranjo FV consiste de um "string" com 21 módulos fotovoltaicos, de modo que a tensão do conjunto está na área de funcionamento ótimo do inversor. Cada inversor comporta até 8 desses "strings".

Modelo	Trina Solar - TSM 550DE19
Eficiência Nominal	21,23%
Potência Máxima	549,840 Wcc
Tensão de máxima potência	31,6 Vcc
Corrente de máxima potência	17,4 Acc
Tensão de circuito aberto	37,9 Vcc
Corrente de circuito	18,5 Acc
Material	Mono - c - Si
Área	2,590 m ²

Tabela 7 – Características da módulo Fotovoltaico
((NREL), n.d.)

Modelo	CSI Solar - CSI 75K - T480GL02 - U
Eficiência Nominal	98,514%
Potência Máximo AC	7500 Wac
Potência Máximo CC	76332,4 Wcc
Tensão nominal AC	480 Vac
Tensão nominal CC	850 Vac
Corrente de máxima CC	106,017 Acc
Tensão mínima MPPT	550 Vcc
Tensão CC nominal	720 Vcc
Tensão máxima MPPT	850 Vcc

Tabela 8 – Características inversor
((NREL), n.d.)

Além disso, diferentes configurações geométricas e tecnológicas da energia solar FV foram analisadas considerando combinações de ângulos azimutal, inclinação em relação a horizontal e sistemas com seguimento solar. A variação desses parâmetros foi as seguintes:

- Azimute: 0°, 90° e 180°, a partir de agora chamda de θ ;
- Inclinação: 0°, 10°, 20°, 30°, 40°, aqui chamada de β ;
- Rastreamento no eixo norte e sul;
- Rastreamento no eixo Leste Oeste;
- Rastreamento nos dois eixos.

As simulações das usinas solares foram feitas no SAM (System Advisor Model) (SAM, 2024). O SAM é composto por uma série de etapas inter-relacionadas, que incluem a análise do sistema, identificação de metas e restrições, modelagem, avaliação de alternativas e tomada de decisão. Ele foi o software escolhido por permitir uma análise abrangente dos sistemas, possuir uma vasta e atualizada biblioteca de módulos FV e inversores, facilidade de uso, gratuito, com atualizações periódicas e, principalmente, porque é um software consagrado pelos setores técnicos e acadêmicos do mundo.

Os parâmetros de entrada do SAM estão listados abaixo:

- Localização geográfica: O SAM requer a inserção da localização do sistema solar, o que pode ser fornecido através de coordenadas geográficas da hidroelétrica. O SAM utiliza dados de radiação solar, temperatura ambiente e velocidade do vento, extraídos de uma base de dados de TMY3 (Typical Meteorological Year);
- Característica do módulo e do inversor: Associados aos modelos escolhidos já detalhados anteriormente;
- Tamanho do sistema e configuração física do sistema: Quantidade de módulos no arranjo FV unitário, uma distância de cada linha física de 14 metros;
- Perdas por soiling de 5%, perda elétrica de 3% e perda por diferenças de desempenho entre módulos em série ou paralelo de 2%;
- Temperatura do Módulo: Modelo Sandia

Assim, as diversas configurações geométricas e tecnológicas foram simuladas hora a hora, a partir dos dados do banco de dados da NASA, o mesmo banco foi utilizado para as simulações, na mesma escala de tempo, a usina eólica, utilizando o WindPowerLib. Finalmente, para a integração dos resultados do SAM, WindPowerLib com os dados de produção de energia da ONS, bem como a realização dos cálculos de todas as métricas em todas as diferentes faixas de tempo, foram utilizados scripts escritos em Python.

4.3.2 Métricas para análise de sistemas híbridos

Assim como outros sistemas de geração de energia, os estudos dos sistemas de potência híbridos com energias renováveis (SPHER) são muitos e multifacetados e podem ser categorizados em 04 grandes temas ou aspectos: a avaliação técnica, a econômica, a ambiental e regulatória. Muitos estudos estão sendo realizados para superar os inúmeros desafios que precisam ser enfrentados para que os sistemas híbridos renováveis se tornem realmente aplicáveis (HASSAN et al., 2023). Porém, o foco deste trabalho é a avaliação de

alguns dos aspectos técnicos dos SPHER que adicionam valor quando comparados com a geração de energia de usinas singelas.

Dentre os aspectos técnicos, os mais relevantes são os relativos a: a) redução do impacto da variabilidade induzida por energias renováveis, b) seleção dos locais mais promissores para SHRES (optimal siting), c) aperfeiçoamento dos aspectos operacionais, d) melhoria no planejamento e confiabilidade e e) redução da necessidade de armazenamento (DEHGHANI; SHAFIYI, 2023) Cabe lembrar que todos esses aspectos técnicos mencionados também têm uma forte influência na economicidade desses sistemas.

4.3.3 Fator de Capacidade

O fator de capacidade (FC) de uma usina de geração de eletricidade é a quantificação de quanta energia é produzida efetivamente comparada com a máxima produção nominal.

$$FC(t) = \frac{\text{Produção de energia em um dado tempo kWh/ano}}{\text{Capacidade nominal} * 24(\text{h/d}) * 365(\text{d/ano})} \quad (4.2)$$

Normalmente, é um valor médio que depende do período considerado na integração. Na equação, acima está expresso como um fator de capacidade anual, mas poderia ser mensal, diário ou horário. O fator de capacidade típico de usinas solares FV fixos e eólicos em regiões de recursos energéticos bons no Brasil é da ordem de 15-20% e 30-50%, respectivamente. O FC depende da tecnologia de geração de energia; assim, por exemplo, em sistemas FV com seguimento solar em um eixo, o valor poderá ser de 25-29%.

O fator de capacidade de uma usina FV pode ser expresso em relação à potência alternada (CA) e contínua (CC). E pode ser convertido de uma para outra mediante a seguinte fórmula ((NREL), 2024):

$$(FC)_{CC} = \frac{(FC)_{CA}}{Q_{inversor/módulo}} \quad (4.3)$$

Onde:

- FC é fator de capacidade;
- CC é Corrente Contínua;
- CA é Corrente Alternada;
- $Q_{inversor/módulo}$ é o quociente entre a capacidade do inversor e a capacidade do campo solar.

O fator de capacidade de um sistema híbrido solar e eólico (FC_{mix}) pode ser expresso em função da capacidade instalada de energia solar e dos fatores de capacidade FV e eólica, (STERL et al., 2018):

$$(FC)_{mix} = \frac{n(FC)_s + m(FC)_e}{n + m} \quad (4.4)$$

Onde:

- $(FC)_{mix}$ é o fator de capacidade do mix;
- $(FC)_s$ é o fator de capacidade solar ;
- $(FC)_e$ é o fator de capacidade eólico;
- n e m são as capacidades instaladas da energia solar e eólica.

A expressão pode ser facilmente generalizada para o caso de 3 fontes de energias renováveis distintas:

$$(FC)_{mix} = \frac{n(FC)_s + m(FC)_e + 1(FC)_h}{n + m + 1} \quad (4.5)$$

Onde 1 é a capacidade instalada de energia hidroelétrica e $(FC)_h$ é o fator de capacidade da usina hidroelétrica.

De forma geral, todos os estudos de situação ou otimização de SPHER passam necessariamente pela determinação da proporção da capacidade instalada de cada energético renovável, ou seja, os índices de misturas (mix) l, m e n.

4.3.4 Índice de Estabilidade Energética

O índice de estabilidade energética absoluto é uma medida padronizada da dispersão da energia produzida em um dado período e permite a comparação da estabilidade entre diferentes locais ou diferentes sistemas energéticos. Um índice de estabilidade absoluto baixo significa que a produção de energia é mais estável no tempo considerado. Conforme (LIU et al., 2020), o índice de estabilidade energética é definido como a relação entre o coeficiente de variação ou desvio padrão da energia gerada pelo seu valor médio.

$$I_{stap} = \frac{\text{desvio - padrão}}{\text{média}} \implies \frac{\sqrt{\sum_{Tempo} \frac{(FC(t) - \overline{FC})^2}{n}}}{\overline{FC}} \quad (4.6)$$

Onde:

- I_{stap} é o índice de estabilidade absoluto;
- $FC(t)$ é o fator de capacidade da fonte energética no tempo t,
- \overline{FC} é a média do fator de capacidade no período avaliado;

- n é o número de intervalos de tempo existentes no período avaliado.

Para um sistema renovável híbrido com diferentes proporções das capacidades instaladas (l:m:n) das energias hidráulica, solar e eólica, a fórmula acima pode ser aplicada:

$$I_{stab} = \frac{\text{Desvio Padrão}}{\text{Valor médio da energia gerada}} \quad (4.7)$$

Vale salientar que esse índice varia fortemente da escala de tempo escolhida. O nome absoluto diz respeito apenas ao fato de que pode ser calculado para o modo singular de produção energética separadamente. O índice de estabilidade absoluta varia de 0 a 1, sendo 0 uma estabilidade perfeita, não havendo variação no Fator de Capacidade no período considerado.

Uma definição alternativa existente na literatura e bastante utilizada é um índice relativo que explicita a redução na variabilidade do fator de capacidade do SPHER em relação à variação do fator de capacidade do energético com maior variabilidade, considerando o perfil horário. No geral, o energético de referência é a energia solar. Conforme (STERL et al., 2018), o coeficiente de estabilidade é definido como:

$$c_{stab} = 1 - \frac{I_{v,mix}}{I_{v,s}} \implies c_{stab} = 1 - \frac{\sqrt{\sum_{Tempo} \frac{(FC_{mix}(t) - \overline{FC_{mix}})^2}{n}}}{(FC_s(t) - \overline{FC_s})^2} \frac{\overline{FC_s}}{\overline{FC_{mix}}} \quad (4.8)$$

Onde:

- c_{stab} é coeficiente de estabilidade relativo;
- $I_{v,mix}$ é índice de estabilidade do mix;
- $I_{v,s}$ é índice de estabilidade solar.

O coeficiente de estabilidade relativo (c_{stab}) varia de zero a 1 e resulta zero quando a hibridização não aperfeiçoa a variabilidade da usina somente solar e 1 quando ocorre a sinergia perfeita entre a energia solar e eólica.

O coeficiente de estabilidade introduz e pondera a complementaridade das fontes energéticas, considerando também a tecnologia, expressa aqui como fator de capacidade. Na Figura 17 podemos ver as diversas situações calculadas com séries sintéticas de irradiação solar e velocidade do vento.

As segunda e terceira figuras da esquerda para a direita representam um local com baixa intensidade do vento, mas com adequada complementaridade energética ou um local com velocidade do vento adequada, mas baixa complementaridade energética. Nos

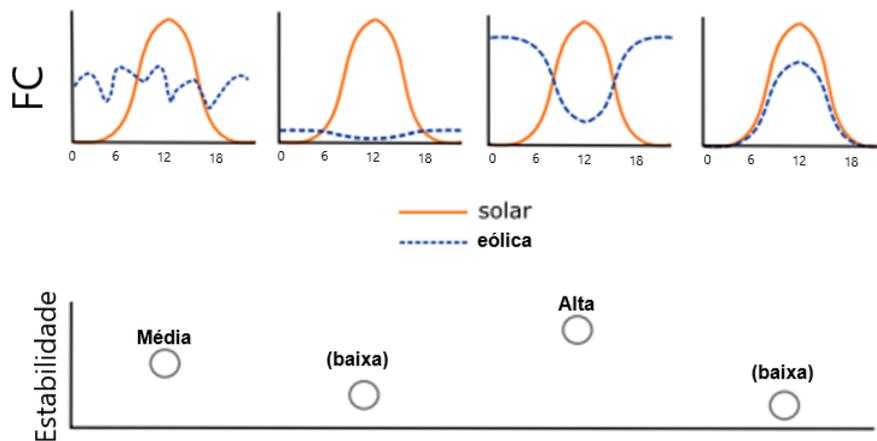


Figura 17 – Diagrama mostrando as situações onde a variabilidade do sistema híbrido diminui

Fonte: (STERL et al., 2018)

dois casos, os coeficientes de estabilidade são baixos. Então, o coeficiente de estabilidade permite uma primeira escolha (preliminar) de local (siting) de uma SPHER.

A figura 18 ilustra a utilidade desse índice relativo. Nela, ambas as linhas variáveis são senoides deslocadas para a média, com a diferença de que uma delas está multiplicada por um número inteiro. Ambas as curvas se comportariam da mesma maneira em um eventual cálculo do coeficiente de Pearson, mas, quando se leva em conta o índice de estabilidade, a maior variabilidade da curva laranja fica evidente. Isso traduz a dificuldade de gerir uma fonte de energia variável, ou seja, quanto mais dispersa, maior o índice de estabilidade absoluto e mais difícil o manejo da potência produzida. Esse índice pode ser calculado em qualquer resolução temporal.

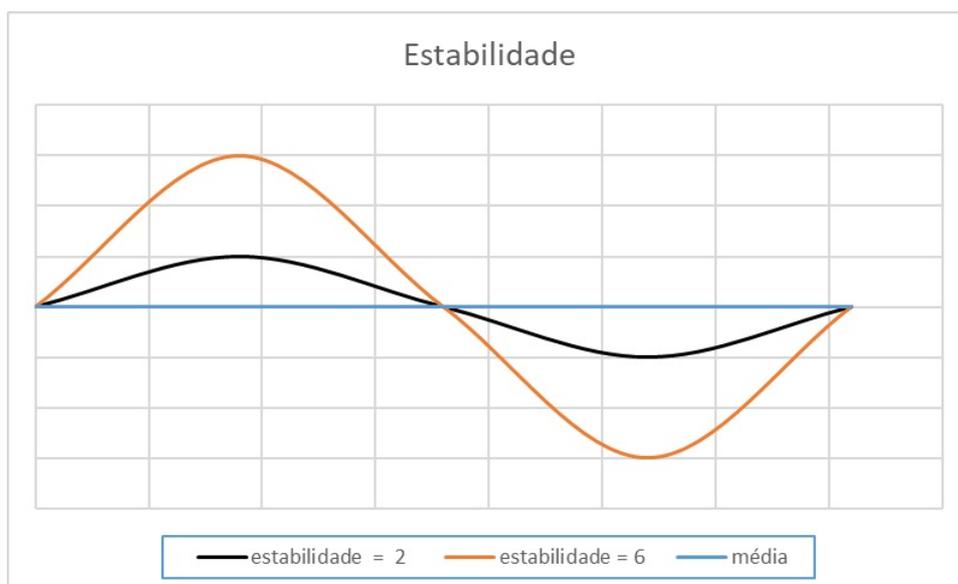


Figura 18 – Exemplo pra Cálculo de Estabilidade
Fonte: Autor

Esse aspecto é especialmente importante quando a fonte energética em questão é utilizada como complemento, uma vez que essa característica confere previsibilidade, possibilitando a entrada da fonte em questão a qualquer momento que ela se faça necessária. Desse modo, em escalas onde a demanda é mais próxima de uma reta (mensal ou anual) a estabilidade se mostra um fator mais importante a ser levado em consideração.

4.3.5 Índice de Despachabilidade

A capacidade do SPHER de seguir a demanda é dada pelo índice de seguimento de carga ou, em outros termos, também pode ser a capacidade de despacho da usina, a sua despachabilidade ((JURASZ et al., 2020); (ZHANG et al., 2018) e (ZHOU et al., 2023b).)

A despachabilidade de uma fonte energética é definida como o quão próximo à produção de energia em um instante qualquer está da demanda, ou seja, uma despachabilidade perfeita significa que a energia produzida é igual à demanda requerida. Equação 4.9.

$$I_{desp} = \sum_{Tempo} \left| \frac{FC_{mix}(t)}{\overline{FC}} - \frac{C(t)}{\overline{C}} \right| \quad (4.9)$$

Onde:

- I_{desp} é o índice de despachabilidade;
- FC_{mix} é o fator de capacidade do mix no tempo t ;
- \overline{FC} é a média do fator de capacidade;
- $C(t)$ é a carga a ser acompanhada no instante de tempo t ;
- \overline{C} é a média da carga.

Nessa expressão, tanto o fator de capacidade quanto a carga estão normalizados pela média para que, dessa forma, seja possível avaliar a similaridade entre as formas dos perfis, desconsiderando a magnitude das curvas, assim a despachabilidade pode ser avaliada sem levar em conta a magnitude da capacidade instalada. Então, com a equação 4.9 é possível realizar comparação, ainda que entre a fonte energética e a carga existam ordens de grandeza de energia de diferença, ou seja, ela é, matematicamente, a similaridade entre as formas de ambas as curvas quando mede o acumulado da diferença entre o fator de carga e a demanda a ser atendida, ambos normalizados.

A demanda aqui considerada foi a carga energética da região Nordeste do Brasil, disponibilizada pelo (ONS, 2021). O perfil diário e ano padrão da carga da região Nordeste estão expostos nas figuras 19 e 20.

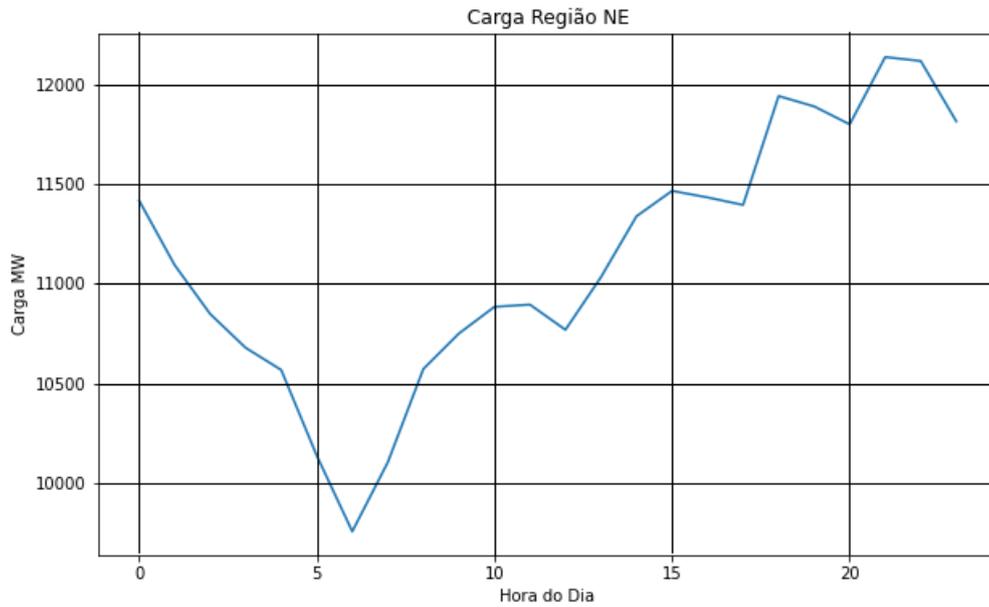


Figura 19 – Carga Elétrica da Região Nordeste - Perfil Horário
 Fonte: Autor

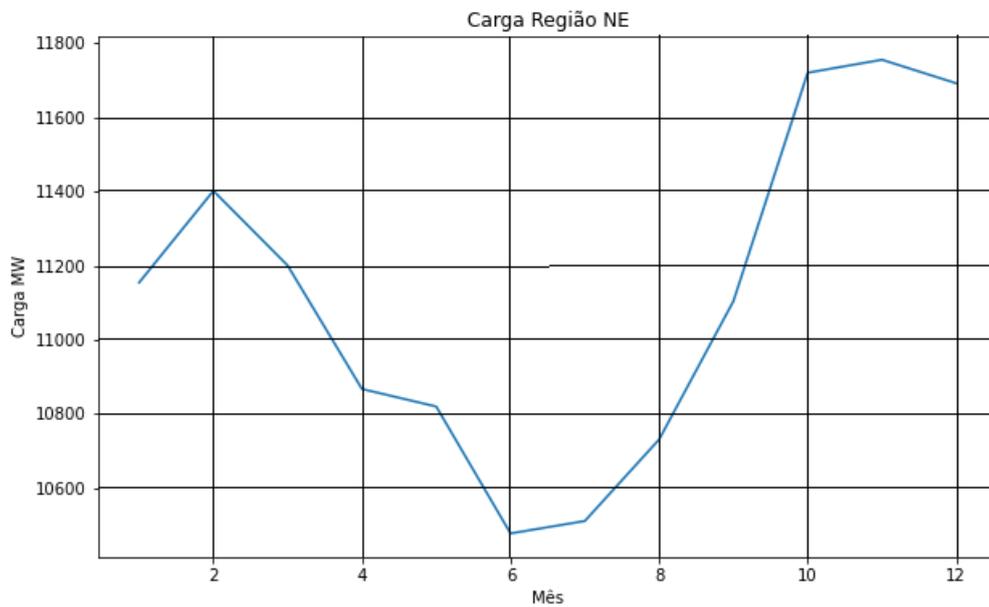


Figura 20 – Carga Elétrica da Região Nordeste - Ano Padrão
 Fonte: Autor

Esse aspecto tem maior importância quando a fonte energética em questão é utilizada como fonte principal, uma vez que a proximidade com a carga exige uma menor necessidade de realocar a potência excedente. Na escala horária, o problema da Curva Pato confunde-se com a despachabilidade. Caso a demanda seja constante, a despachabilidade aproxima-se do índice de estabilidade já citado anteriormente.

Se na equação 4.9 resultar maior que 1, a geração de energia ocorreu em excesso e, nesse caso, deverá ser contingenciada (curtailed), remanejada, armazenada ou utilizada no local para armazenamento hidráulico com bombeamento de água a montante da usina. Por outro lado, se o índice for menor que 1, identifica a Reserva energética média necessária para fazer o adequado balanço entre geração e demanda.

4.3.6 Métrica do Tempo

O perfil horário de energia descreve a variação horária na geração de energia ao longo de um dia típico. Para calcular o perfil horário padrão, são coletados dados horários de geração ou consumo ao longo do período avaliado. Em seguida, calcula-se a média de cada horário, somando os valores registrados ao longo do período e dividindo pelo número de dias, o que resulta em um valor médio para cada hora do dia. O ano padrão é um conjunto de dados que representa o comportamento médio anual de geração, compilado a partir de medições mensais do período avaliado. Esse conceito é utilizado para criar uma referência confiável que capture as variações sazonais e tendências ao longo do ano, facilitando o planejamento e a previsão de demanda e geração. Para construir o ano padrão, calcula-se a média de geração ou consumo de cada mês, gerando um conjunto de dados com 12 valores mensais que refletem a variação sazonal.

4.3.7 Sistema Híbrido e Uso Múltiplo da Água

A água de uma bacia hidrográfica não pode ser utilizada tendo como único objetivo a produção energética. Em 2017, a bacia do São Francisco teve não só a seguridade energética comprometida, como também a seguridade hídrica do fornecimento de água potável para a população e importantes atividades produtivas. Tais situações de seca energética e seca no sentido habitual não são um fato singular, mas poderão se acentuar nas próximas décadas.

Em função disso, o manejo da água da bacia do São Francisco precisa ser inovado e otimizado tanto no que concerne à produção ampliada da eletricidade como também para garantir a segurança hídrica para as comunidades em torno da bacia. São providências possíveis o manejo sazonal da água turbinável, deslocando a geração hidráulica com energia solar e eólica nos meses mais úmidos e economizando a água para os períodos mais secos. Esse mesmo deslocamento da energia hidráulica também serviria para a segurança hídrica da bacia, assegurando uma vazão defluente na calha de 800 m³/s. Cabe ressaltar que a vazão defluente média mínima original foi de 1300 m³/s e foi especificada para evitar problemas na captação de água para abastecimento de cidades, projetos de irrigação e navegação. Em decorrência das secas no Rio São Francisco, essas defluências médias foram sucessivamente rebaixadas. Para Sobradinho, a Resolução ANA nº 442/2013 estabeleceu

o limite mínimo de vazão liberada para 1.100 m³/s; a Resolução nº 713/2015 permitiu a redução do patamar mínimo para 900 m³/s até dezembro de 2015; a redução para 800 m³/s se deu com a publicação da Resolução nº 66/2016; na Resolução nº 1.291/2017, foi autorizada uma liberação de água acima de 523 m³/s, garantindo a média de 550 m³/s. Hoje a defluência mínima é de 800 m³/s, conforme a resolução 2.081/2017.

O cálculo realizado para a otimização do uso das águas foi feito seguindo o esquema mostrado na figura 21. O déficit de água no período seco é dado pela diferença entre a vazão normativa da ANA e a vazão turbinada que deve ser provida pelo armazenamento adicional da água no período molhado, possibilitada pela inserção de energia solar e eólica.

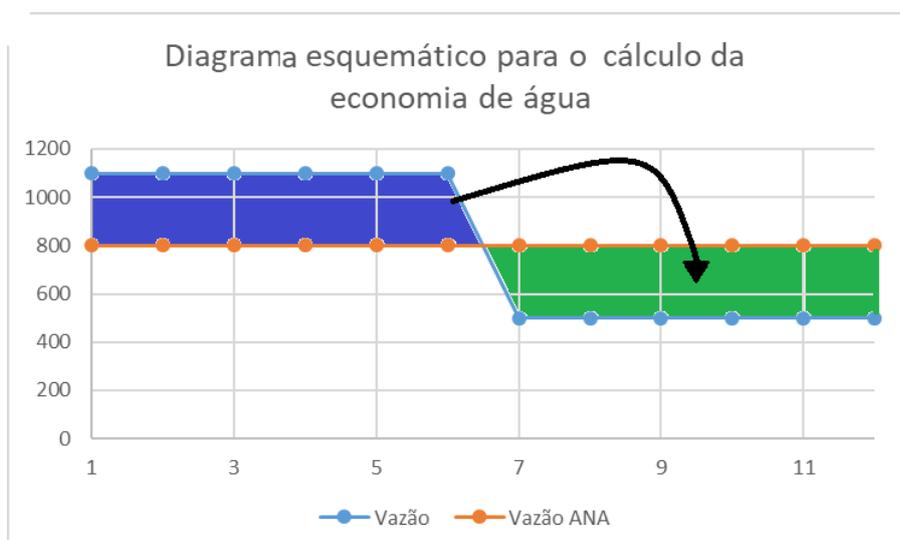


Figura 21 – Diagrama esquemático para a otimização do uso de água
Fonte: autor

O fluxograma da figura 22 ilustra o procedimento para o cálculo da otimização do uso da água e a definição dos mixes para o problema especificado. O fluxograma inicia-se com a coleta de informações (séries históricas) das vazões afluente e defluente, vazão turbinada, vazão vertida e fator de capacidade da usina de Sobradinho, que são fornecidas pelo ONS e a vazão mínima normativa definida pela ANA. Com esses dados, são determinados o ano típico das vazões, a equivalência entre água e energia (associando a vazão turbinada com a potência produzida), o excesso de água no período molhado, o déficit no período seco e, finalmente, o mix híbrido que é capaz de gerar o mesmo nível energético no período úmido, economizando o excesso de água para uso no período seco.

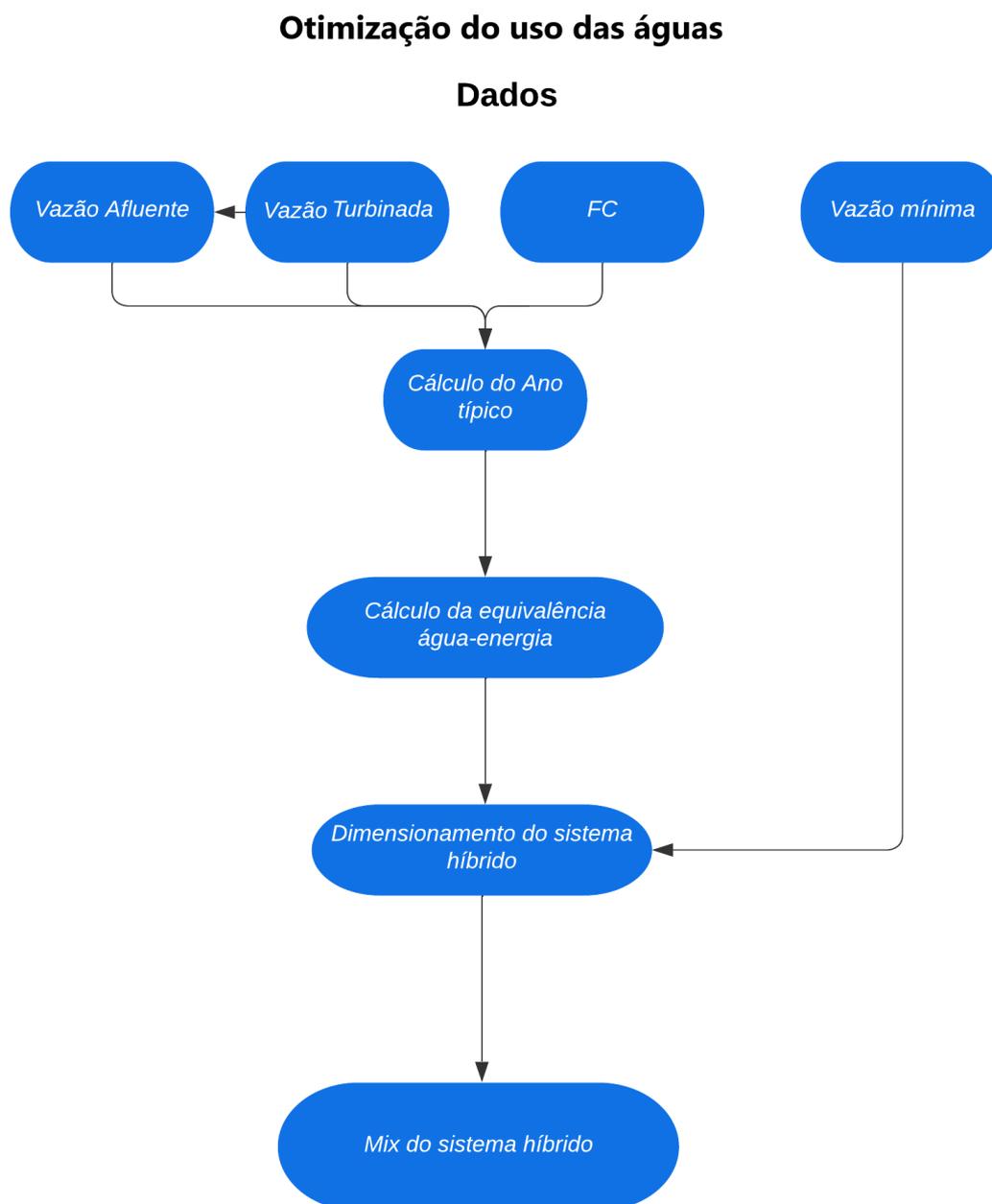


Figura 22 – Fluxograma do procedimento de cálculo dos mixes para otimização do uso de água

Fonte: autor

A escala de tempo a ser considerada é de suma importância, não faz sentido o armazenamento de água para períodos maiores do que um ano, devido às elevadas perdas por evaporação na região.

4.3.8 Configurações dos Sistemas Híbridos

As usinas hidroelétricas não foram simuladas, porque existia uma grande quantidade e qualidade dos dados operacionais, resultando em séries temporais longas maiores que 10

anos. As suas configurações corresponderam às instalações originais.

As usinas eólicas e solares foram simuladas com diferentes capacidades instaladas, variando ambas de 0 a 4 vezes a capacidade hidroelétrica instalada originalmente em Sobradinho e, particularmente, a energia solar com diferentes configurações geométricas (campo de módulo FV) e tecnológicas (fixo ou com seguimento), para assim obter a configuração que melhor se adequasse ao parâmetro em análise (fator de capacidade, estabilidade, uso ótimo da água e LCOE). As seguintes premissas foram utilizadas para as simulações com os sistemas híbridos:

A otimização das usinas hidroelétricas com energia solar e eólica foi feita de modo que a potência instalada total da usina híbrida em cada localidade varia desde o dobro da hidroelétrica original até 4 vezes a hidroelétrica original, com o objetivo de utilizar todo o potencial de transmissão de energia já instalado e existente.

As diferentes configurações de usinas resultaram em um total de 2160 variações de usinas híbridas para cada localidade que foram simuladas na escala horária, e convenientemente apresentadas como médias diárias, mensais e anuais. Além disso, foram calculados perfis diários médios.

O perfil diário médio foi calculado a partir da média do valor médio a cada hora.

O perfil diário possibilita realizar análises adicionais, como identificar os picos de geração, calcular a potência média ou até observar variações sazonais, o que permitiu ter uma visão clara do comportamento do sistema ao longo do dia, auxiliando na otimização da operação e no gerenciamento da geração de energia de forma eficiente.

4.3.9 Custo Nivelado de Energia (LCOE) do Sistema híbrido

O custo nivelado da energia (Levelized cost of energy, LCOE) é uma das métricas mais difundidas e usadas no mundo. É muito útil para captar as diferenças entre sistemas energéticos distintos. A definição do LCOE é mostrada na equação 4.10

$$LCOE = \frac{\sum_{n=0}^{n_s} \frac{c_n}{(1+d)^n}}{\sum_{n=0}^{n_s} \frac{e_n}{(1+d)^n}} \quad (4.10)$$

Onde: c_n é o custo no ano n , d é a taxa de desconto, e_n é a energia produzida no ano n e n_s é a vida útil do sistema energético.

$$c_n = \begin{cases} c_{capital} & n = 0, \\ c_{O\&M} & n > 0 \end{cases} \quad (4.11)$$

Se o sistema sofrer degradação com o tempo, e_n deverá refletir esse fato.

Aplicando essa equação genérica para um sistema híbrido com capacidades distintas de hidráulica (l), solar (m) e eólica (n), o LCOE híbrido poderá ser expresso como:

$$LCOE_{\text{híbrido}} = \frac{1}{\overline{FC}_{\text{hib}}(l + m + n)} \left[l \overline{FC}_{\text{hid}} LCOE_{\text{hid}} + m \overline{FC}_{\text{sol}} LCOE_{\text{sol}} + n \overline{FC}_{\text{eol}} LCOE_{\text{eol}} \right] \quad (4.12)$$

Onde: $LCOE_{\text{hid}}$, $LCOE_{\text{sol}}$ e $LCOE_{\text{eol}}$ são, respectivamente, o custo nivelado da usina singela hidráulica, solar e eólica, e os (FC) indicam fatores de capacidade.

A equação acima é para o caso geral onde as três fontes serão instaladas. No caso do Sobradinho, como já está instalada, a função do custo será somente OPEX. Também, nesse caso, como a LT (linha de transmissão) já está instalada, parte da interconexão CAPEX deverá ser retirada.

A Tabela 9 resume as informações sobre LCOE de usinas singelas baseadas em experiências operacionais de muitas usinas singelas instaladas nas últimas décadas ((NREL), 2024) e ((EPE), 2021) As informações adotadas foram da NREL porque, no artigo do EPE, a conclusão é que os dados do Brasil, quando convertidos em taxa de câmbio PPC (Paridade de poder de compra, R\$2,31/US\$), se posicionam dentro das faixas de LCOE internacionais utilizadas para comparações.

FONTES ENERGÉTICAS	TECNOLOGIA	NREL ATB (2024) US\$/kW			EPE (2021) R\$/kW		
		CAPEX	OPEX	LCOE	CAPEX	OPEX	LCOE2
Hidráulica	-	5898	37	0,10	-	-	-
Fotovoltaica	Terrestre	1331	21	0,04	2.800-4.500	50	0,10-0,15
	Flutuante	-	-	-	3.500-5.625	65	0,15-0,24
Eólica	Terrestre	1333	30	0,028	3.800-5.500	90	0,10-0,13
	Flutuante	3928	117	0,093	9.800-18.600	490	0,25-0,40

Tabela 9 – Valores CAPEX, OPEX e LCOE para usinas hidroelétrica, eólica e solar.

5 Resultados e Discussões

5.1 Análise da Complementaridade Espaço/Temporal dos Recursos Energéticos Renováveis

Os resultados estão divididos em 4 partes, conforme exposto na figura 13

5.1.1 Avaliação dos Bancos de Dados - Parte I

A similaridade entre os bancos de dados foi verificada utilizando o coeficiente de correlação de Pearson. Os bancos de dados de irradiação solar e velocidade do vento da NASA e da CAMS são praticamente iguais, pois o coeficiente de correlação de Pearson entre eles é sempre maior que +0,98% em todas as 4 localidades apresentadas, como podem ser vistos na tabela 10 e 11.

Usina Hidroelétrica Três Marias			
	INMET	NASA	CAMS
INMET	1.00	0.82	0.81
NASA	0.82	1.00	0.99
CAMS	0.77	0.99	1.00
Usina Hidroelétrica de Sobradinho			
	INMET	NASA	CAMS
INMET	1.00	0.97	0.97
NASA	0.97	1.00	0.99
CAMS	0.97	0.99	1.00
Usina Hidroelétrica de Luiz Gonzaga			
	INMET	NASA	CAMS
INMET	1.00	0.91	0.88
NASA	0.91	1.00	0.98
CAMS	0.88	0.98	1.00
Usina Hidroelétrica de P. Afonso			
	INMET	NASA	CAMS
INMET	1.00	0.96	0.98

NASA	0.96	1.00	0.98
CAMS	0.98	0.98	1.00

Tabela 10 – Índice de Pearson para irradiação solar entre os bancos de dados analisados

Usina Hidroelétrica de Três Maria			
	INMET	NASA	CAMS
INMET	1.00	0.89	0.88
NASA	0.89	1.00	0.99
CAMS	0.88	0.99	1.00
Usina Hidroelétrica de Sobradinho			
	INMET	NASA	CAMS
INMET	1.00	0.86	0.86
NASA	0.86	1.00	0.99
CAMS	0.86	0.99	1.00
Usina Hidroelétrica de Luiz Gonzaga			
	INMET	NASA	CAMS
INMET	1.00	0.90	0.88
NASA	0.90	1.00	0.98
CAMS	0.88	0.98	1.00
Usina Hidroelétrica de P. Afonso			
	INMET	NASA	CAMS
INMET	1.00	0.61	0.60
NASA	0.61	1.00	0.98
CAMS	0.60	0.98	1.00

Tabela 11 – Índice de Pearson para velocidade do vento entre os bancos de dados analisados

Como era esperado, nos casos em que as estações no INMET estão geograficamente mais próximas das usinas hidroelétricas, Três Marias e Sobradinho, os bancos de satélites possuem similaridades maiores do que as estações mais distantes. A similaridade entre os bancos de dados de satélites para todas as grandezas avaliadas foi sempre muito próxima de +1, o que significa que esses dados são fortemente similares. Quando comparados com os dados terrestres do INMET, os dados da NASA são levemente superiores aos dados do CAMS. Em particular, no quesito irradiação solar (tabela 10), a similaridade é muito

forte em todas as localidades, mesmo onde as estações meteorológicas estão mais distantes da estação terrestre. Quando se trata de velocidade do vento (tabela 11) a similaridade é levemente inferior à irradiação solar, mas se mantém muito forte em todas as localidades, com exceção do Complexo Paulo Afonso, onde a correlação alcançou o menor valor +0.61, que ainda assim pode ser considerada como uma boa similaridade. Isto se explica pela grande distância geográfica entre a usina hidroelétrica e a estação do INMET(100 Km).

Como foi visto acima, os bancos de dados de satélites foram validados com o banco de dados terrestre, e, por isso, no restante do trabalho, os dados utilizados foram do banco de dados da NASA, por ter a ligeira vantagem em relação ao CAMS. A ideia básica dessa validação foi legitimizar a utilização dos dados de irradiação solar e velocidade do vento da NASA e, com isso, possibilitar a sua utilização de forma generalizada, em toda região semiárida do Nordeste do Brasil.

5.1.2 Complementaridade de Recursos energéticos

Correlação Global (Período de 2000-2023)

As complementaridades dos recursos energéticos renováveis foram analisadas para os recursos co-localizados e entre os distribuídos espacialmente por meio do índice de Pearson, Spearman e Kendall, calculada entre os anos 2000 e 2023 e que, por razão de clareza e concisão, foi denominada global. Nas figuras 23, 24 e 25 podem ser vistas as correlações globais de Pearson, Spearman e Kendall, todas em escala diária.

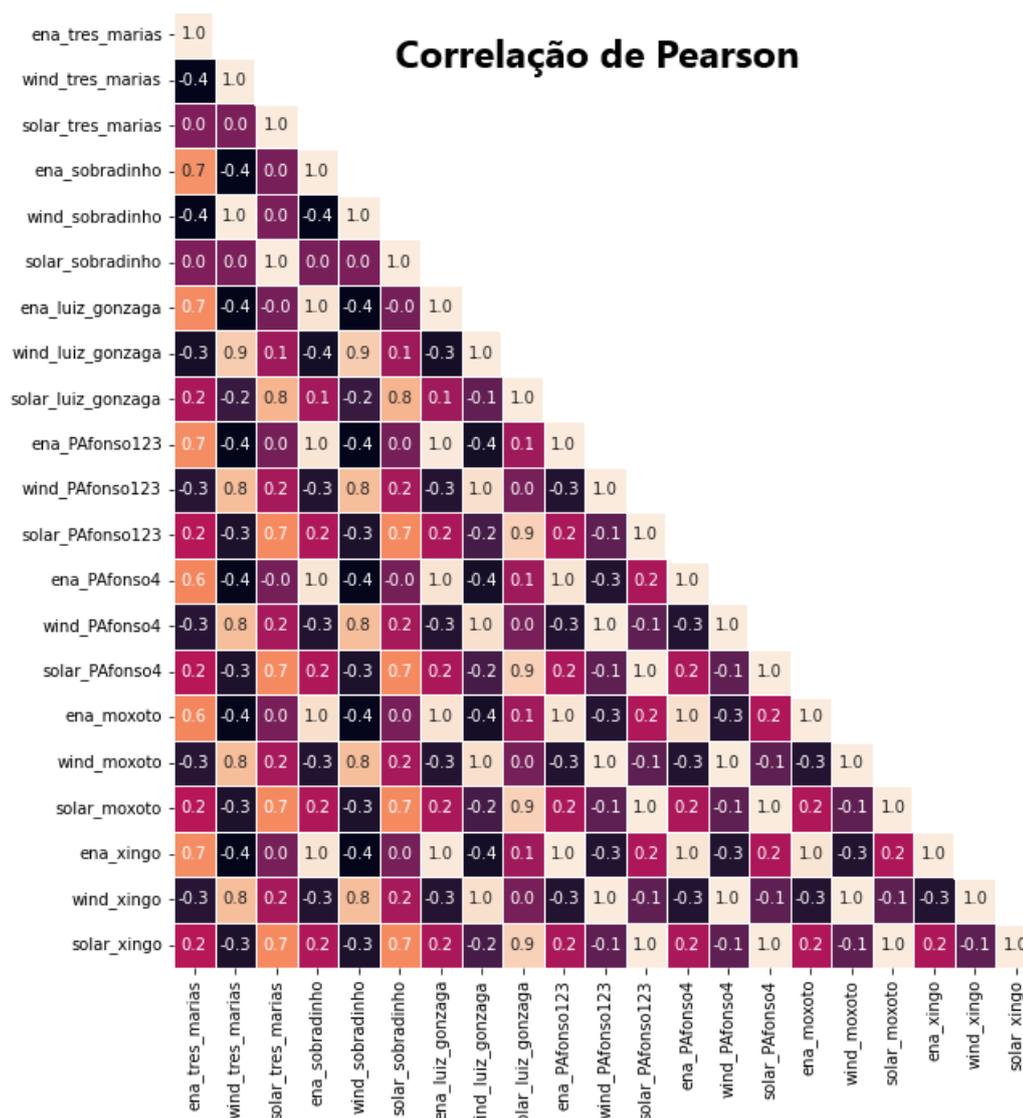


Figura 23 – Índice global de Pearson para todas as energias renováveis consideradas em todas as grandes usinas do rio SF

Fonte: Autor

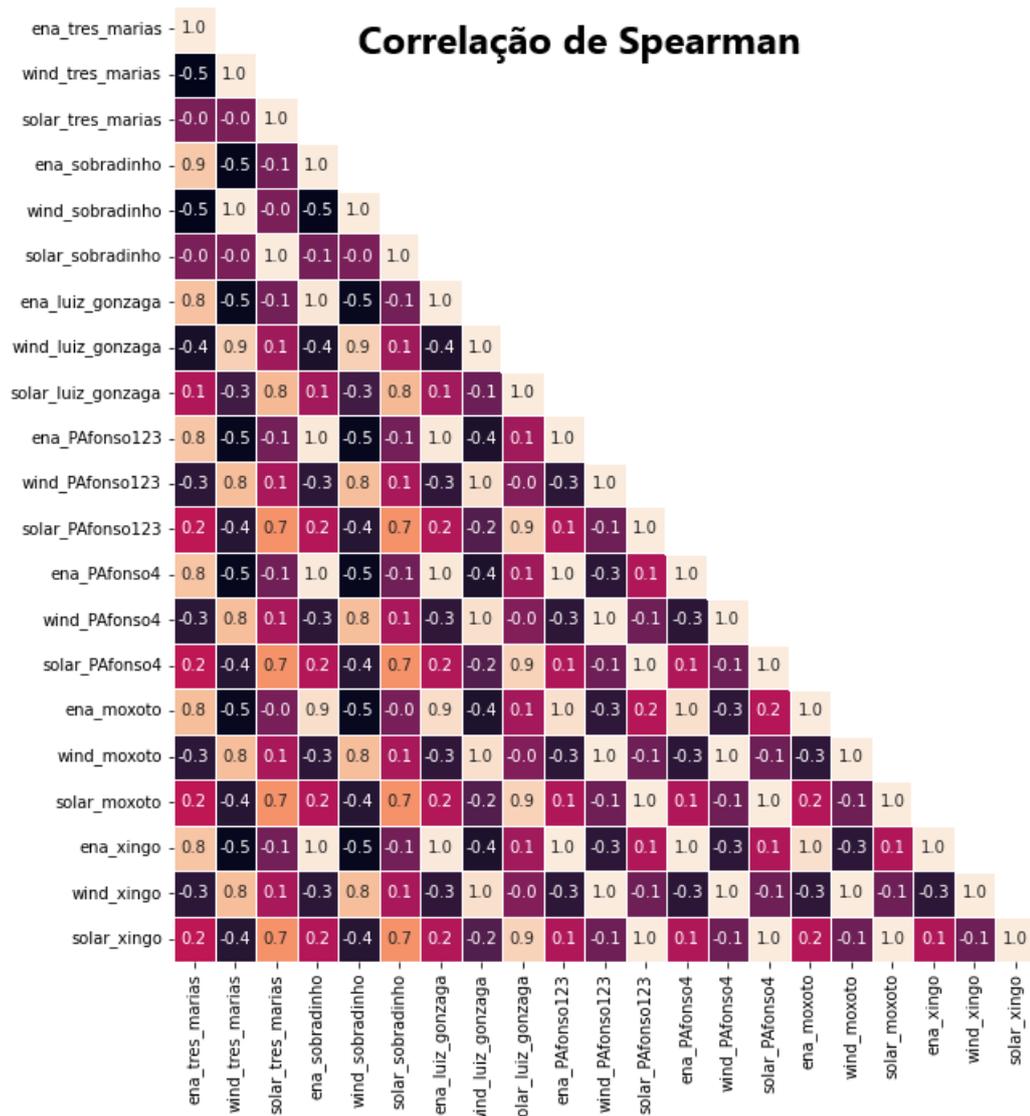


Figura 24 – Índice global de Spearman para todas as energias renováveis consideradas em todas as grandes usinas do rio SF

Fonte: Autor

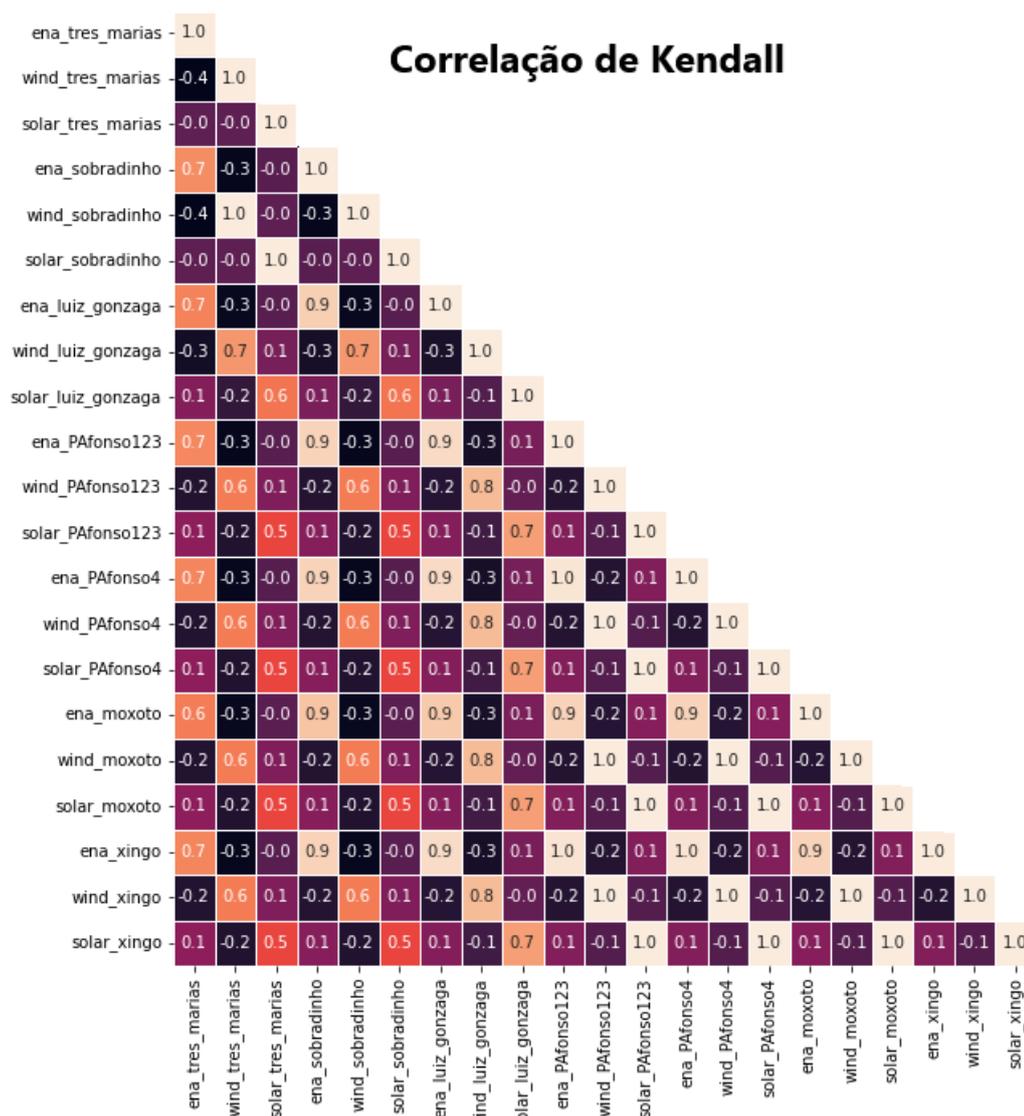


Figura 25 – Índice global de Kendall para todas as energias renováveis consideradas em todas as grandes usinas do rio SF

Fonte: Autor

Analisando as figuras 23, 24 e 25 observa-se que todas as correlações possuem comportamentos semelhantes, não havendo diferença drástica entre elas. Os valores das correlações estão arredondados para uma casa decimal, para melhor visualização nos gráficos, com isso a maior diferença é de 0.2. Sendo assim, nessa seção, a análise mais detalhada foi feita apenas baseada na correlação de Spearman, figura 24, que, como se sabe, é a mais robusta das três, pois tolera ‘outliers’, não necessita da hipótese de linearidade e não necessita de que a distribuição seja normal. Cabe lembrar aqui que a distribuição da velocidade do vento é do tipo Weibull.

Analisando em princípio os recursos energéticos para cada localidade separadamente (análise co-localizada) foi possível perceber as seguintes relações:

- Em Três Marias houve uma forte complementaridade de -0.5 entre as energias hídrica

e eólica. Não houve qualquer relação notável entre as outras modalidades energéticas nessa localidade;

- Em Sobradinho também houve uma complementaridade forte de -0.5 entre as energias eólicas e hidroelétrica. Houve ainda uma fraca complementaridade de -0.1 entre as energias solar e hidroelétrica;
- Em Luiz Gonzaga, houve uma complementaridade entre as energias eólicas e hidroelétrica, variando entre -0.3 e -0.1, e não houve nenhuma relação de complementaridade expressiva nas outras modalidades energéticas;
- Nas usinas que compõem o complexo de Paulo Afonso (Paulo Afonso I,II,III e IV, Xingó e Moxotó) a similaridade entre a energia hidroelétrica disponível é perfeita, uma vez que todas as usinas estão localizadas no mesmo trecho do rio, por isso, elas podem ser consideradas como uma única localidade para essa e posteriores análises. Nesse caso, houve uma complementaridade média de -0.3 entre as energias eólica e hidroelétrica, além de uma fraca complementaridade de -0.1 entre as energias solar e eólicas.

(CANTÃO *et al.*, 2017) calcularam índice de Pearson de até -0,98 (claramente superestimado) entre as energias eólica e hidroelétrica em regiões do rio São Francisco, o que contrasta com os resultados obtidos aqui, que foram, no máximo, -0,7. A discrepância pode ser explicada pela base de dados utilizada por Cantão, bem mais antiga, de 1961 a 2013, em estações antigas do INMET que só tinham a capacidade de realizar três medições diárias. Outra diferença notável foi a utilização de médias mensais do fluxo hidráulico das hidroelétricas.

Outros autores como (JONG *et al.*, 2016) ou (CAMPOS *et al.*, 2021) não calcularam esses índices, mas também captaram uma relação de complementaridade energética envolvendo as energias solar, eólica e hidroelétrica em algumas das localidades ao longo do Rio São Francisco; dessa forma, é corroborado na correlação global, a qual demonstra algum grau de complementaridade entre as energias solar e eólica, como em Paulo Afonso, por exemplo. Vale ainda salientar que algumas relações de complementaridade ainda serão mais facilmente expostas ao se analisar a partir de outra métrica temporal.

Com relação à análise de recursos energéticos renováveis espacialmente distribuídos (intra usinas), foi possível obter as seguintes conclusões:

- Algumas relações de forte complementaridade, como -0,5 entre a energia eólica disponível em Três Marias e a energia hidroelétrica em todo o médio e baixo São Francisco, representado por todas as outras usinas;

- Há ainda complementaridade entre as energias hidroelétrica em Sobradinho e eólica em Luiz Gonzaga, alcançando -0,4, a energia eólica em Sobradinho também é complementar a hidroelétrica e solar em Luiz Gonzaga, com índices de correlação que variam entre -0,3 a -0.5;
- O hidroeletricidade no complexo de Paulo Afonso também possui uma complementaridade que varia entre -0,4 e -0,5 com relação a energia eólica disponível em Sobradinho e em Três Marias. Entre a energia eólica no complexo Paulo Afonso e a hidroeletricidade em Sobradinho e Luiz Gonzaga há uma similaridade de -0,3. Ainda no complexo de Paulo Afonso, a energia eólica disponível nessa localidade possui complementaridade de -0.3 com toda a energia hidroelétrica disponível em todas as outras localidades.

Correlação Mensal (agrupada por mês no período de 2000-2023)

A correlação de Kendall foi escolhida para essa análise por conta das vantagens já citadas em relação à correlação de Pearson e também porque as séries analisadas para cada mês só tinham 24 pares de pontos, o que poderia ocasionar problemas no cálculo da correlação de Spearman devido ao pequeno tamanho da amostra. Cabe também ressaltar que as análises feitas aqui se referem somente a usinas co-localizadas. Todas as figuras de 26 até 29 foram feitas da mesma forma. Nelas, as médias mensais de cada mês dos 24 anos foram calculadas para os recursos energéticos de todas as modalidades e, em seguida, foi calculado o índice de correlação de Kendall para cada mês e diferente combinação de dois dos recursos.

A correlação de Kendall mensal para Três Marias está mostrada nas figuras 26. Onde as energias hidroelétrica e solar, figura 26 a, possuem forte complementaridade por toda a primavera e verão (set-dez e dez-mar), chegando até um máximo aproximadamente de -0.6. Entre as energias hidroelétrica e eólica, figura 26 b, por metade do ano, essas modalidades energéticas são complementares, embora o índice seja baixo ou médio, apenas no mês de outubro a complementaridade é forte. Entre as energias solar e eólica, figura 26 c, durante seis meses há complementaridade, porém, esta é fraca, alcançando -0.2 nos melhores dos casos.

A correlação de Kendall mensal para a localidade de Sobradinho aparece na figura 27. As energias hidroelétrica e solar, figura 27 a, possuem uma complementaridade por praticamente o ano inteiro, com exceção de fevereiro. Entre as energias hidroelétrica e eólica, figura 27 b, também há uma complementaridade na maior parte do ano, embora menos intensa. Já entre as energias solar e eólica, figura 27 c, a complementaridade só ocorre entre junho e setembro e varia entre -0.3 e -0.4.

A correlação de Kendall mensal para Luiz Gonzaga está mostrada na figura 28. De

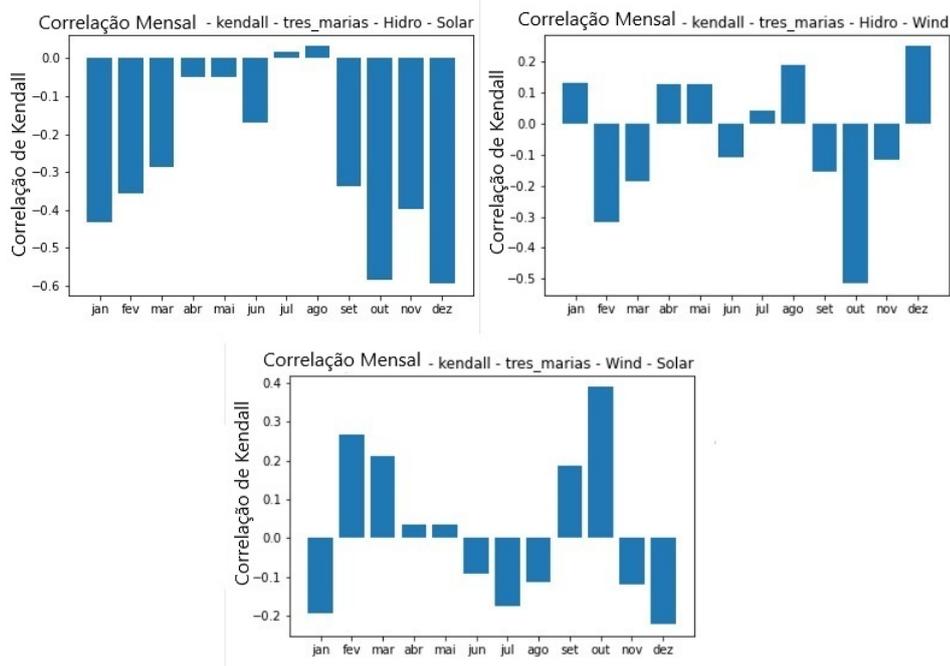


Figura 26 – Índice de Kendall Mensal - Três Marias

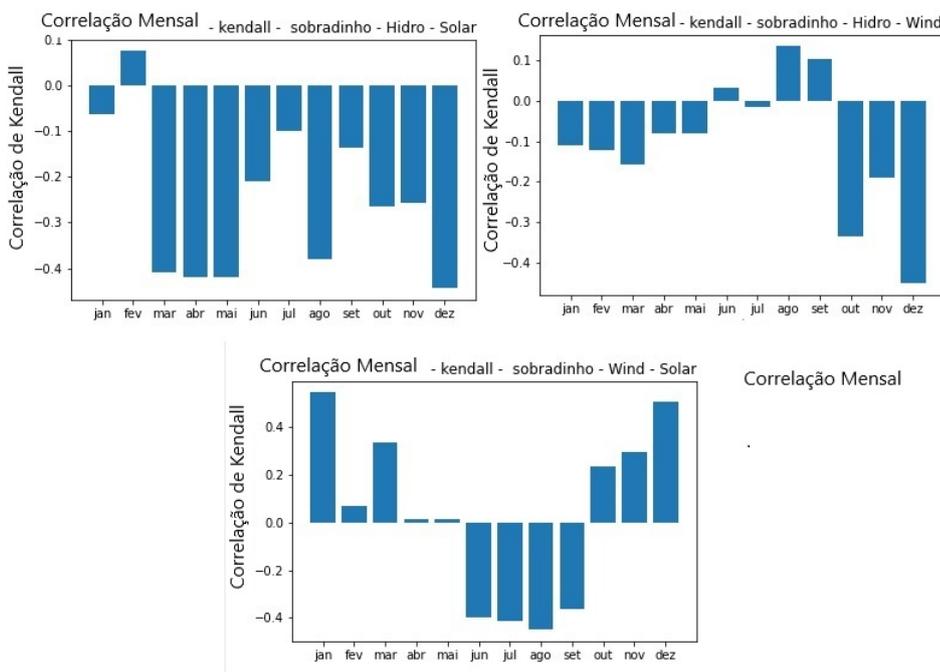


Figura 27 – Índice de Kendall Mensal - Sobradinho

forma semelhante a Sobradinho, as energias hidroelétrica e solar, figura 28 a, possuem uma complementaridade por praticamente o ano inteiro, ainda que em menor intensidade em relação à Sobradinho. Entre as energias hidroelétrica e eólica, figura 28 b, houve complementaridade em 5 meses na primavera e verão. Entre as energias solar e eólica, figura 28 c, houve complementaridade a maior parte do ano, com destaque para o inverno e início da primavera, onde resulta aproximadamente -0.4.

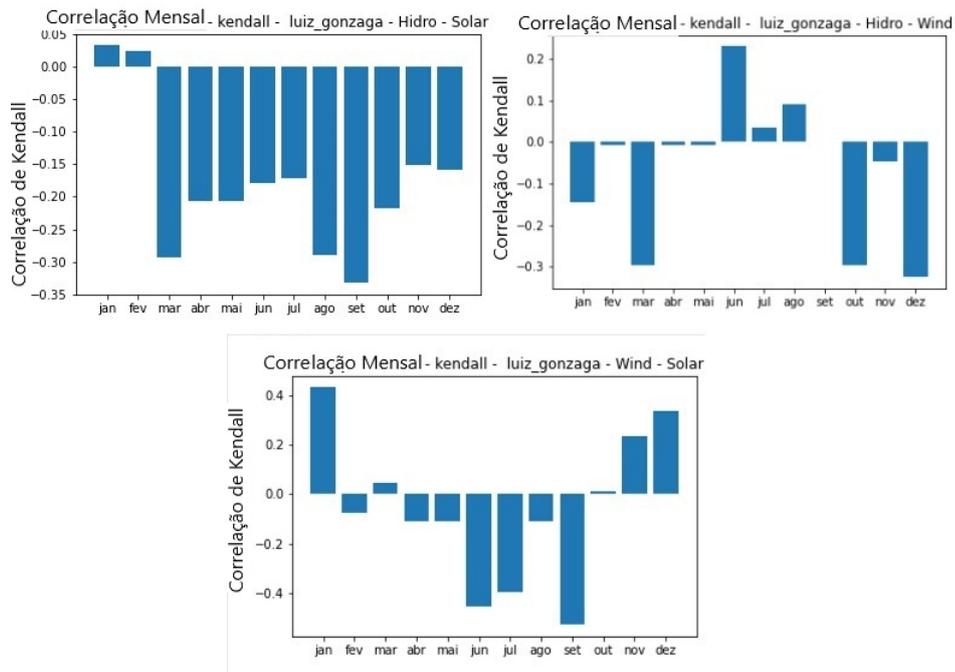


Figura 28 – Índice de Kendall Mensal - Luiz Gonzaga
 Fonte: Autor

A correlação de Kendall mensal no Complexo Paulo Afonso está mostrada na figura 29. Há grande semelhança entre o comportamento da correlação mensal do Complexo de Paulo Afonso e o de Luiz Gonzaga, devido à proximidade geográfica.

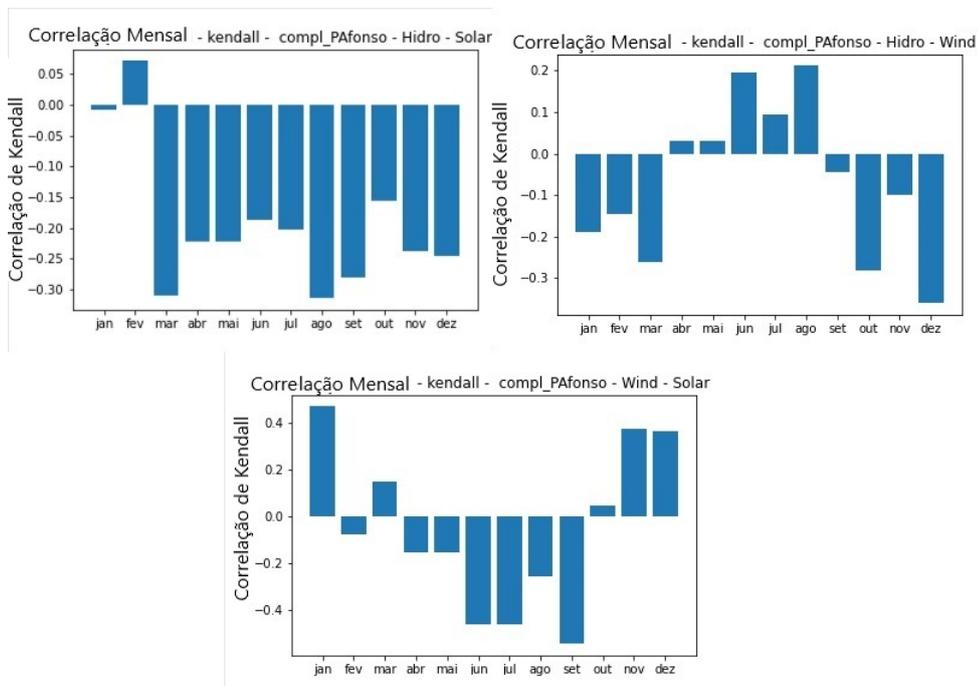


Figura 29 – Índice de Kendall Mensal - Complexo P. Afonso
 Fonte: Autor

Percebe-se que na escala mensal há uma complementaridade por praticamente o

ano todo na bacia do Rio São Francisco, com destaque para a usina hidroelétrica de Três Marias, onde a correlação chega até -0.6 com média de -0.5 nos meses mais quentes do ano. As outras localidades também possuem bons índices de complementaridade com média de aproximadamente -0.3.

Cabe ressaltar que a análise nessa escala temporal é inédita no Brasil e é muito rara mundialmente.

Potencial Energético mensal (Ano Padrão) por energético renovável

A figura 30 foi feita a partir da média mensal de todas as modalidades dos recursos agrupadas em um ano, construindo assim o ano padrão. Para melhor visualização, cada curva relativa a cada modalidade energética foi dividida pela média desta (normalização), a unidade física do recurso é suprimida. Assim, é possível avaliar a forma da curva.

O potencial energético médio mensal normalizado pela média, para cada energético renovável, está exposto na figura 30.

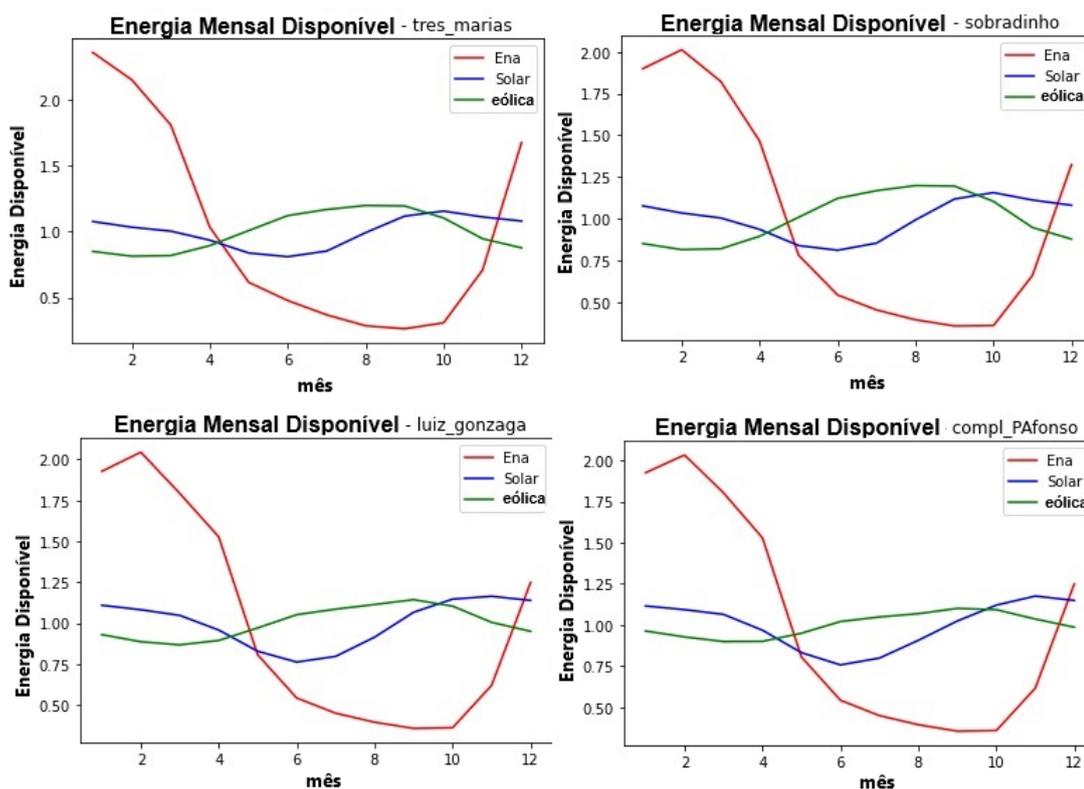


Figura 30 – Disponibilidade Energética

É notável a semelhança entre os perfis anuais para todas as localidades. O pico do potencial energético hidroelétrico ocorre entre dezembro e fevereiro e o vale ocorre nos meses de junho a outubro. Também é possível notar que a maior variabilidade ocorre com o ENA, então, a maior constância das outras modalidades produz um efeito benéfico nessa escala de tempo. Além disso, a elevada magnitude das energias solar e eólica nos meses de

baixa do ENA produz um efeito de complementaridade.

A análise gráfica dessa figura permite perceber que a complementaridade com relação à hidroeletricidade possui maior importância entre os meses de abril a outubro, onde o ENA está em baixa, o que ocorre em todas as localidades, ainda que com menos intensidade em Três Marias.

Perfil diário sazonal

Os perfis diários sazonais de cada localidade (usina co-localizada) estão expostos nas figuras 31 até 34. O comportamento do ENA não está ilustrado nas figuras por conta da resolução temporal do banco de dados da ONS que não contempla dados horários. A irradiação solar está em wh/m^2 e a velocidade do vento em m/s a 50 metros de altura, ambos do banco de dados POWER-NASA. Para melhorar a visualização, as unidades foram normalizadas, tendo os seus valores de máximo e mínimo ocupando a mesma localização na ordenada dos gráficos. Sendo assim, foi calculado o dia padrão para cada trimestre do ano, para dessa forma verificar o comportamento horário dos recursos solar e eólico sazonais.

Três Marias:

O perfil diário trimestral do comportamento da irradiação solar e da velocidade do vento localizada na usina de Três Marias pode ser visto na figura 31. Para efeito de complementaridade, quanto mais afastados estão os picos das curvas de velocidade do vento (azul) e irradiação solar (vermelho) melhor a complementaridade. Em todo o ano, as maiores ocorrências de velocidades dos ventos superiores ocorrem à noite e as menores ocorrem próximas ao meio-dia solar, o que beneficia a complementaridade diária. Além disso, o aumento da velocidade do vento quando está anoitecendo produz uma diminuição no efeito da ‘Curva Pato’.

Sobradinho: O perfil diário trimestral do comportamento da irradiação solar e da velocidade do vento localizado na usina de Sobradinho pode ser visto na figura 32.

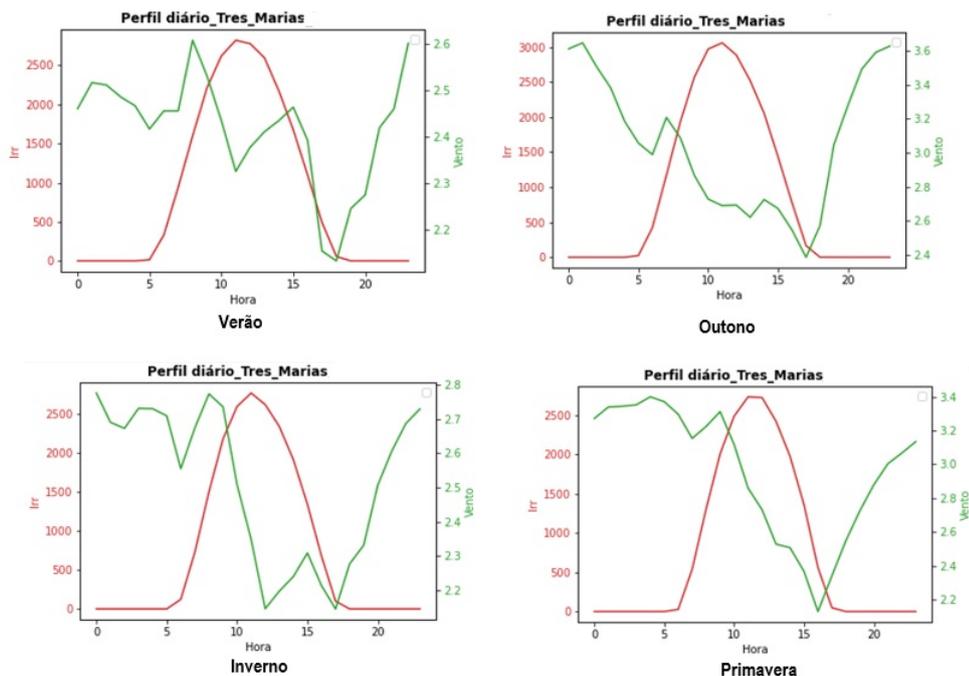


Figura 31 – Perfil Sazonal Diário (irradiação solar e velocidade do vento)- Três Marias
 Fonte: Autor

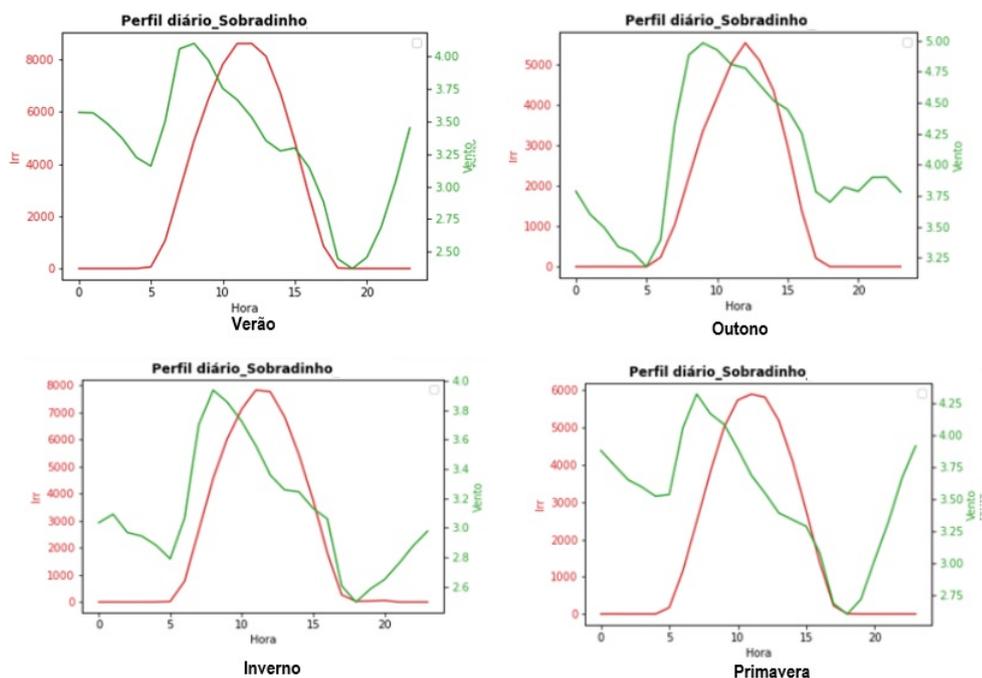


Figura 32 – Perfil Sazonal Diário (irradiação solar e velocidade do vento) - Sobradinho
 Fonte: Autor

Nesse caso, ao longo de todo o ano, os recursos são muito similares, o pico da velocidade do vento ocorre sempre um pouco antes do sol nascer e, no primeiro e no último trimestre, o vento se mantém forte, o que beneficia ainda mais a complementaridade diária. Ao escurecer, o problema da 'Curva Pato' também é mitigado pela ascensão da velocidade do vento.

Luiz Gonzaga:

O perfil diário trimestral de comportamento da irradiação solar e da velocidade do vento na localização da usina Luiz Gonzaga pode ser visto na figura 33.

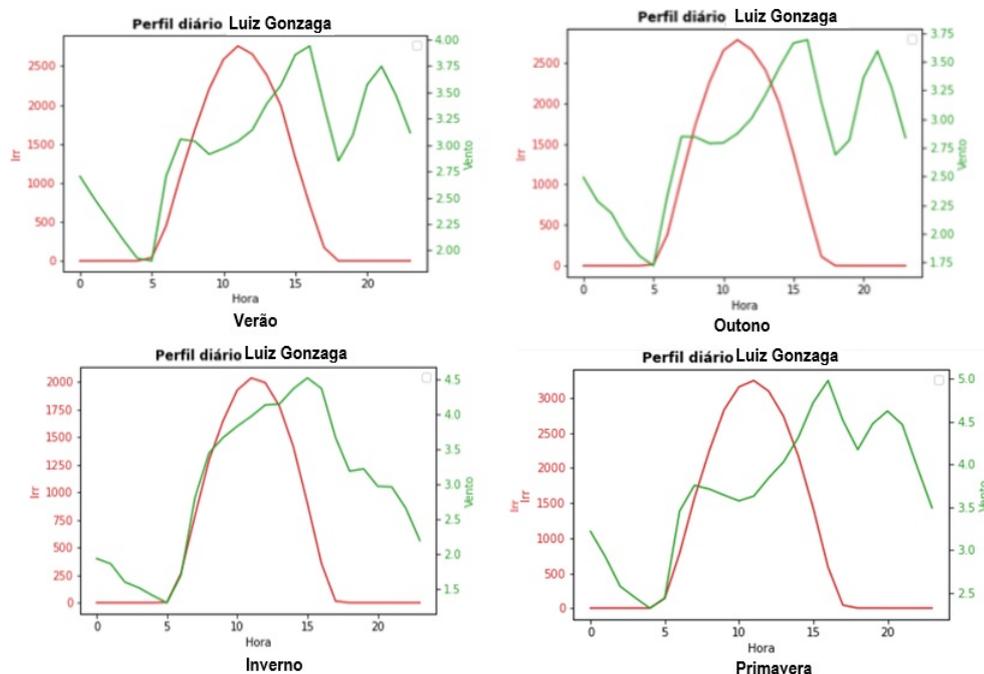


Figura 33 – Perfil Sazonal Diário (irradiação solar e velocidade do vento) - Luiz Gonzaga
Fonte: Autor

Em Luiz Gonzaga, o pico da velocidade do vento também ocorre com defasagem em relação ao meio-dia solar, apesar que, de abril a setembro, as velocidades do vento são altas também próximas ao meio-dia solar. Ainda assim, em todo o ano, o rápido crescimento da velocidade do vento enquanto o sol está indo para o poente mitiga muito o efeito da 'Curva de Pato', sendo que, dentre as localidades estudadas, esta é onde esse efeito é mais evidente, com a magnitude máxima da velocidade do vento ocorrendo nas primeiras horas da noite.

Complexo de Paulo Afonso e Xingó: O perfil diário trimestral de comportamento da irradiação solar e da velocidade do vento para a localização do Complexo de Paulo Afonso pode ser visto na figura 34.

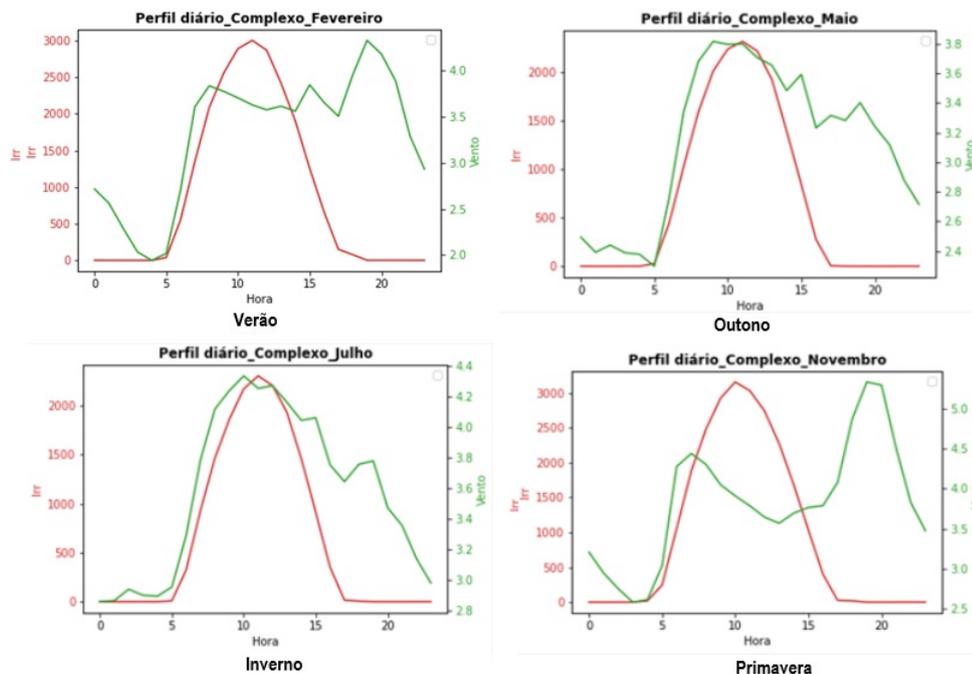


Figura 34 – Perfil Sazonal Diário (irradiação solar e velocidade do vento)- Complexo Paulo Afonso

Fonte: Autor

Novamente, há uma forte semelhança com a localidade Luiz Gonzaga, devido à já citada proximidade geográfica, de modo que todas as considerações lá feitas se encaixam também para o Complexo de Paulo Afonso.

5.2 Valor adicionado pelas configurações geométricas e tecnológicas diversas da Usina FV - Parte II

As análises conduzidas nessa parte são para as usinas gerando potência com um dado fator de capacidade ao contrário do apresentado no item anterior que enfocava somente os recursos energéticos. O fator de capacidade é uma grandeza que sintetiza tanto a tecnologia energética como também o recurso energético local. Todas as métricas descritas no capítulo anterior foram utilizadas para a análise das usinas. Cada uma das configurações geométricas ou tecnológicas com uma dada combinação de ângulos azimutes, inclinação em relação à horizontal e fixo ou com rastreamento foram consideradas como uma usina singela. Esse critério resultou em 18 diferentes combinações, sendo 5 com rastreamento e 13 fixas. Foram eliminadas as combinações que obtêm os mesmos resultados, como por exemplo, quando a inclinação em relação à horizontal é zero e o azimute é zero ou 180°.

Todos os sistemas foram simulados com a mesma potência para a análise comparativa do fator de capacidade, estabilidade e despachabilidade.

5.2.1 Fator de Capacidade

5.2.1.1 Perfil Horário médio plurianual

Os fatores de capacidade perfis diários, médios plurianuais, para a localidade de Sobradinho estão expostos na figura 35. O perfil solar explícito na figura, denominado solar padrão (verde) corresponde à configuração fixa que possui azimute igual com relação a 0° e inclinação igual a 10° . As barras de dispersão nos perfis solares indicam os limites de todas as outras configurações das usinas solares, denominadas solar outros. Completam a figura os fatores de capacidade da usina hidrelétrica e eólica co-localizadas.

Os perfis diários por mês e perfil anual de funcionamento e sazonal das usinas estão expostos nas figuras 35, 36 e 37 para a localidade de Sobradinho. O perfil solar explícito na figura é do solar padrão, as barras de dispersão sobrepostas indicam os limites (máx-mín) de todas as outras configurações das usinas solares (solar outros).

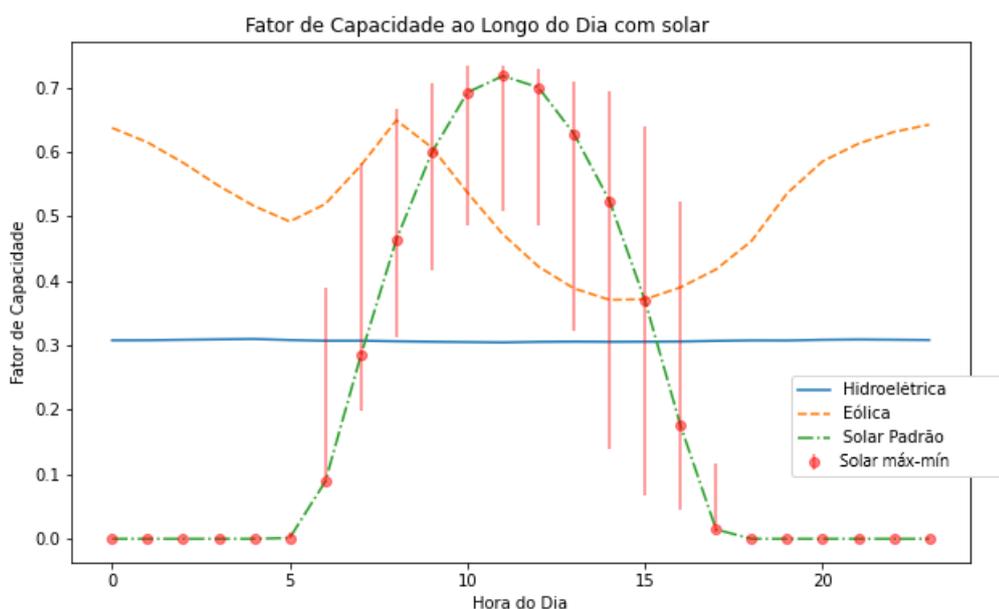


Figura 35 – Perfil Diário do FC usinas singelas - Sobradinho
Fonte: Autor

A Tabela 12 explicita os valores das diferentes configurações das usinas solares singelas. A análise da Tabela 12 mostra que para a configuração solar fixa, o fator de capacidade varia muito pouco com o ângulo em relação à horizontal, mas, é possível verificar com aproximação de duas casas decimais que os ângulos 10° e 20° maximizam o fator de capacidade da usina solar. A introdução da tecnologia do seguimento solar em um eixo ou dois eixos também introduz aumentos significativos no fator de capacidade de uma usina solar FV convencional, de 0,22 para 0,29 (+32%) no seguimento norte-sul (NS), ângulo em relação à horizontal zero, de 0,22 para 0,24 (+8%) no seguimento leste-oeste

(LO) e de 0,22 para 0,30 (+36%) no seguimento em dois eixos.

Tecnologia/arranjo	Fator de capacidade
Hidra	0,307
Wind	0,524
$\theta = 0^\circ \beta = 0^\circ$	0,215
$\theta = 0^\circ \beta = 10$	0,219
$\theta = 0^\circ \beta = 20$	0,217
$\theta = 0^\circ \beta = 30$	0,210
$\theta = 0^\circ \beta = 40$	0,198
$\theta = 0^\circ$ rastreio eixo NS	0,286
$\theta = 0^\circ$ rastreio eixo LO	0,242
$\theta = 90^\circ \beta = 10$	0,215
$\theta = 90^\circ \beta = 20$	0,213
$\theta = 90^\circ \beta = 30$	0,199
$\theta = 90^\circ \beta = 40$	0,188
$\theta = 90^\circ$ rastreio eixo NS	0,234
$\theta = 180^\circ \beta = 10$	0,208
$\theta = 180^\circ \beta = 20$	0,178
$\theta = 180^\circ \beta = 40$	0,156
$\theta = 180^\circ \beta = 40$	0,156
$\theta = 180^\circ$ rastreio eixo NS	0,278
Rastreio eixos NS e LO	0,301

Tabela 12 – Fatores de Capacidade de todas as usinas singelas co-localizadas em Sobradinho
Fonte: Autor

5.2.1.2 Perfil Horário, médio mensal

O perfil diário da irradiação solar, vazão hidráulica e velocidade do vento apresentaram variações significativas ao longo do ano e por isso foi necessário realizar uma análise sazonal. Na Figura 36, estão demonstrados os perfis diários, médios mensais dos fatores de capacidade das usinas singelas. O fator de capacidade da usina eólica varia muito ao longo do ano, ainda que mantenha relativamente constantes os períodos de máximos e mínimos ao longo do dia. Assim, por exemplo, em maio, junho e julho atinge mais de 0,8 na máxima e, em novembro, 0,2. Em média, o melhor desempenho do fator de capacidade da energia eólica ocorre no mês de junho, em oposição à energia solar que está em baixa

nos meses de maio a julho, para a maioria das configurações de arranjos, incluindo as que possuem os maiores fatores de capacidade, como os arranjos com seguidores de 01 eixo. Esse fato ratificou as conclusões anteriores sobre a complementaridade energética entre solar e eólica. A energia hidroelétrica mantém um FC diário, médio mensal na faixa de 0,30-0,40.

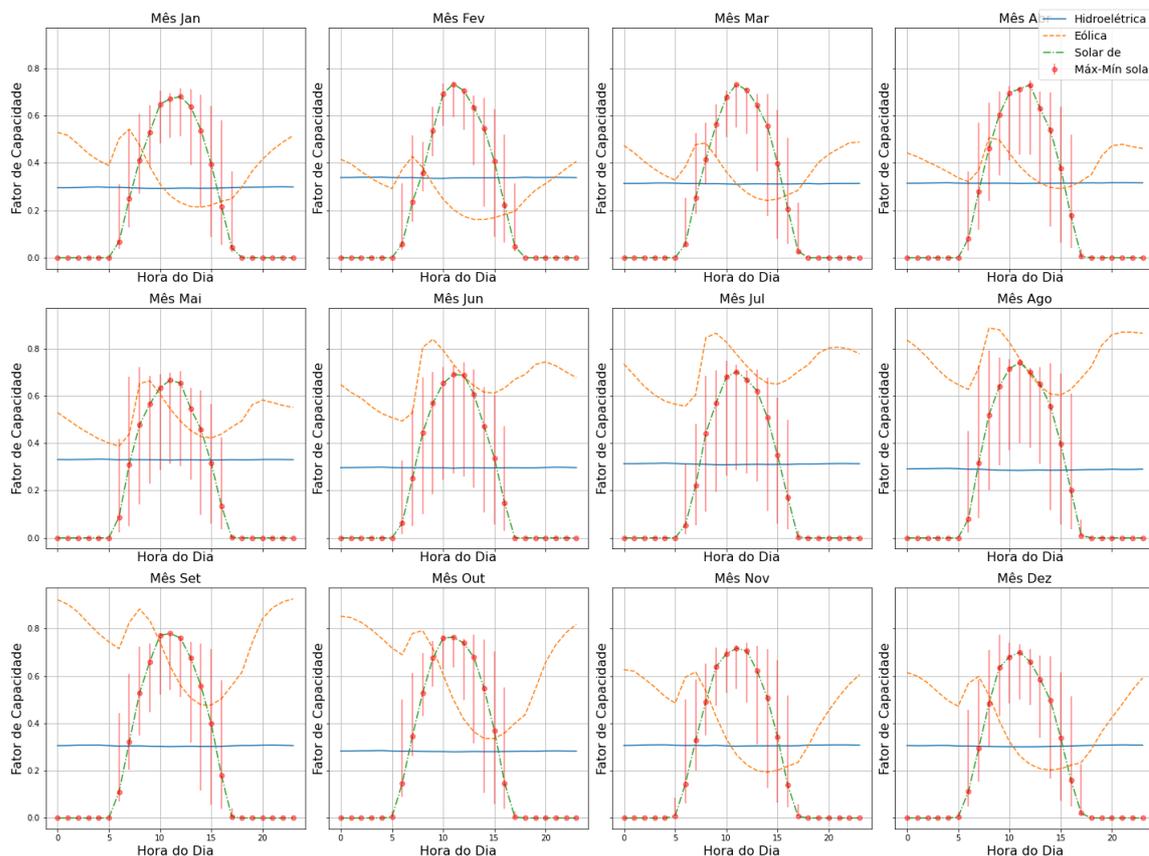


Figura 36 – Perfil Diário sazonal das Usinas individuais – co-localizadas em Sobradinho

5.2.2 Correlação Estatística das Usinas singelas

A análise em relação ao índice de complementaridade energética, ou seja, as usinas gerando potência, foi quantificada usando os coeficientes de correlação estatística de Pearson, Spearman e Kendall.

5.2.2.1 Correlação estatística - Perfil horário

Os índices de correlação de Pearson, Spearman e Kendall foram calculados para os perfis diários plurianuais e estão expostos na tabela 14. Os valores de desvio padrão são para exprimir a variabilidade das correlações em relação às diferentes configurações das usinas solares.

Tabela 13 – Correlações estatísticas médias e desvio padrão (entre parênteses) usinas individuais - Perfil Diário, médio plurianual

Escala Temporal		Correlações (desvio)		
		Pearson	Kendall	Spearman
Global	Hídrica - Solar Padrão	-0,33 (0,17)	-0,29 (0,13)	-0,37(0,19)
	Solar Padrão - Eólica	0,04 (0,44)	0,11 (0,29)	0,11(0,39)
	Hídrica - Eólica	-0,53	-0,33	-0,49
	Solar padrão – Solar outros	+0,49(0,49)	+0,43 (0,42)	+0,50 (0,47)
Janeiro	Hídrica - Solar Padrão	-0,864 (0,036)	-0,628 (0,005)	-0,802 (0,005)
	Eólica - Solar Padrão	-0,605 (0,105)	-0,449 (0,041)	-0,595 (0,059)
	Hídrica - Eólica	0,546	0,319	0,463
	Solar Padrão - Solar outros	0,977 (0,037)	0,971 (0,041)	0,994 (0,011)
Fevereiro	Hídrica - Solar Padrão	-0,800 (0,017)	-0,723 (0,010)	-0,881 (0,006)
	Eólica - Solar Padrão	-0,602 (0,101)	-0,390 (0,033)	-0,549 (0,054)
	Hídrica - Eólica	0,305	0,232	0,378
	Solar Padrão - Solar outros	0,980 (0,034)	0,978 (0,037)	0,995 (0,010)
Março	Hídrica - Solar Padrão	-0,685 (0,052)	-0,590 (0,034)	-0,745 (0,023)
	Eólica - Solar Padrão	-0,465 (0,110)	-0,341 (0,034)	-0,473 (0,053)
	Hídrica - Eólica	0,435	0,333	0,523
	Solar Padrão - Solar outros	0,979 (0,036)	0,980 (0,036)	0,996 (0,009)
Abril	Hídrica - Solar Padrão	-0,701 (0,023)	-0,631 (0,018)	-0,764 (0,012)
	Eólica - Solar Padrão	-0,125 (0,102)	-0,233 (0,044)	-0,275 (0,050)
	Hídrica - Eólica	0,322	0,210	0,300
	Solar Padrão - Solar outros	0,975 (0,041)	0,970 (0,050)	0,993 (0,015)
Maio	Hídrica - Solar Padrão	-0,624 (0,069)	-0,573 (0,050)	-0,712 (0,040)
	Eólica - Solar Padrão	0,259 (0,073)	0,017 (0,018)	0,060 (0,023)
	Hídrica - Eólica	-0,037	0,007	0,017
	Solar Padrão - Solar outros	0,969 (0,043)	0,955 (0,055)	0,989 (0,017)
Junho	Hídrica - Solar Padrão	-0,636 (0,048)	-0,522 (0,026)	-0,659 (0,024)
	Eólica - Solar Padrão	0,408 (0,050)	0,188 (0,011)	0,265 (0,013)

Continua na próxima página

Tempo		Correlações (desvio)		
		Pearson	Kendall	Spearman
	Hídrica - Eólica	-0,298	-0,188	-0,291
	Solar Padrão - Solar outros	0,972 (0,040)	0,970 (0,047)	0,993 (0,014)
Julho	Hídrica - Solar Padrão	-0,836 (0,035)	-0,739 (0,014)	-0,884 (0,010)
	Eólica - Solar Padrão	0,299 (0,054)	0,116 (0,012)	0,150 (0,021)
	Hídrica - Eólica	-0,365	-0,196	-0,335
	Solar Padrão - Solar outros	0,973 (0,040)	0,974 (0,039)	0,995 (0,010)
Agosto	Hídrica - Solar Padrão	-0,794 (0,067)	-0,698 (0,040)	-0,842 (0,034)
	Eólica - Solar Padrão	-0,114 (0,103)	-0,174 (0,043)	-0,228 (0,058)
	Hídrica - Eólica	0,090	0,029	0,087
	Solar Padrão - Solar outros	0,966 (0,050)	0,948 (0,069)	0,985 (0,023)
Setembro	Hídrica - Solar Padrão	-0,826 (0,064)	-0,714 (0,033)	-0,884 (0,021)
	Eólica - Solar Padrão	-0,440 (0,119)	-0,390 (0,038)	-0,548 (0,045)
	Hídrica - Eólica	0,663	0,413	0,593
	Solar Padrão - Solar outros	0,974 (0,044)	0,977 (0,044)	0,994 (0,014)
Outubro	Hídrica - Solar Padrão	-0,837 (0,053)	-0,722 (0,022)	-0,877 (0,015)
	Eólica - Solar Padrão	-0,285 (0,096)	-0,253 (0,034)	-0,391 (0,042)
	Hídrica - Eólica	0,672	0,464	0,643
	Solar Padrão - Solar outros	0,975 (0,038)	0,970 (0,048)	0,993 (0,016)
Novembro	Hídrica - Solar Padrão	-0,780 (0,029)	-0,647 (0,011)	-0,819 (0,008)
	Eólica - Solar Padrão	-0,087 (0,112)	-0,211 (0,042)	-0,251 (0,049)
	Hídrica - Eólica	0,515	0,310	0,467
	Solar Padrão - Solar outros	0,981 (0,031)	0,979 (0,033)	0,995 (0,011)
Dezembro	Hídrica - Solar Padrão	-0,792 (0,029)	-0,723 (0,012)	-0,867 (0,009)
	Eólica - Solar Padrão	-0,553 (0,103)	-0,392 (0,039)	-0,551 (0,048)
	Hídrica - Eólica	0,502	0,296	0,451
	Solar Padrão - Solar outros	0,978 (0,033)	0,973 (0,037)	0,994 (0,012)

Fonte: Autor

Os valores das correlações de Pearson, Spearman e Kendall, de forma geral, são concordantes e demonstraram que, nessa escala, há uma forte complementaridade entre as

energias hidrelétrica e solar, uma complementaridade moderada entre as energias solar e eólica e uma moderada similaridade entre as energias hidrelétrica e eólica. Como esperado, as correlações entre a Solar padrão e Solar outros resultaram próximas de 1 porque se tratavam da mesma série temporal da irradiação solar. Outro aspecto é que, nesse caso, a correlação de Spearman atinge 0,99, o que pode indicar que é a que representa melhor a realidade.

Segundo os índices estáticos obtidos, os maiores graus de complementaridade entre as energias hidroelétrica e solar e também eólica e solar ocorrem nas configurações que possuem azimute igual a 90° ou 180° e rastreamento no eixo norte-sul, onde alcançam valores de coeficiente de Pearson de -0,91 para hidroelétrica e solar e de -0,44 para eólica e solar. As configurações de menor complementaridade, segundo esse critério, é azimute igual a 90° e inclinação maior do que 30° , onde os valores do coeficiente de Pearson são de -0,72 entre hidroelétrica e solar e 0 entre solar e eólica.

5.2.2.2 Correlações estatísticas - Sazonal

Os índices de correlação de Pearson, Spearman e Kendall foram calculados para o ano padrão e os resultados estão expostos na tabela 14.

Combinação das fontes	Correlação Pearson	Correlação de Kendall	Correlação Spearman
Hídrica - Solar Padrão	-0,33 (0,17)	-0,29 (0,13)	-0,37(0,19)
Solar Padrão - Eólica	0,04 (0,44)	0,11 (0,29)	0,11(0,39)
Hídrica - Eólica	-0,53	-0,33	-0,49
Solar - Solar outros	+0,49(0,49)	+0,43 (0,42)	+0,50 (0,47)

Tabela 14 – Correlações estatísticas e desvio-padrão (entre parenteses) para usinas individuais - Ano padrão

Fonte: Autor

Os índices de Pearson, Kendall e Spearman também foram concordantes, ainda que algumas diferenças existam.

A mudança mais notável é no quesito hídrica - eólica, que na escala perfil horário é de similaridade, enquanto na escala ano padrão é de complementaridade moderada. Além disso, o desvio-padrão também é muito maior, uma vez que a variabilidade da produção de energia solar é muito maior do que no perfil diário. A correlação de Pearson entre as diferentes configurações da usina solar e hídrica varia de -0,06 até -0,65, sendo que a maior complementaridade ocorre com azimute igual a 90° e rastreamento no eixo norte - sul, por sua vez, a configuração de azimute 0° e inclinação de 40° praticamente não possui nenhuma relação mensurável. Já em relação entre as energias solar e eólica, a configuração de maior complementaridade (índice de Pearson = -0,55) é a que possui azimute de 180°

e inclinação de 40°. Em contrapartida, a configuração de azimute 0° e inclinação 20° possui um índice de Pearson de +0,77, o que indica uma forte similaridade.

5.2.2.3 Correlação estatística - Sazonal

Os índices de correlação de Pearson, Spearman e Kendall foram calculados na métrica ano padrão a partir dos mesmos dados de fator de capacidade que deram origem à figura 37. Os resultados estão expostos na tabela 15.

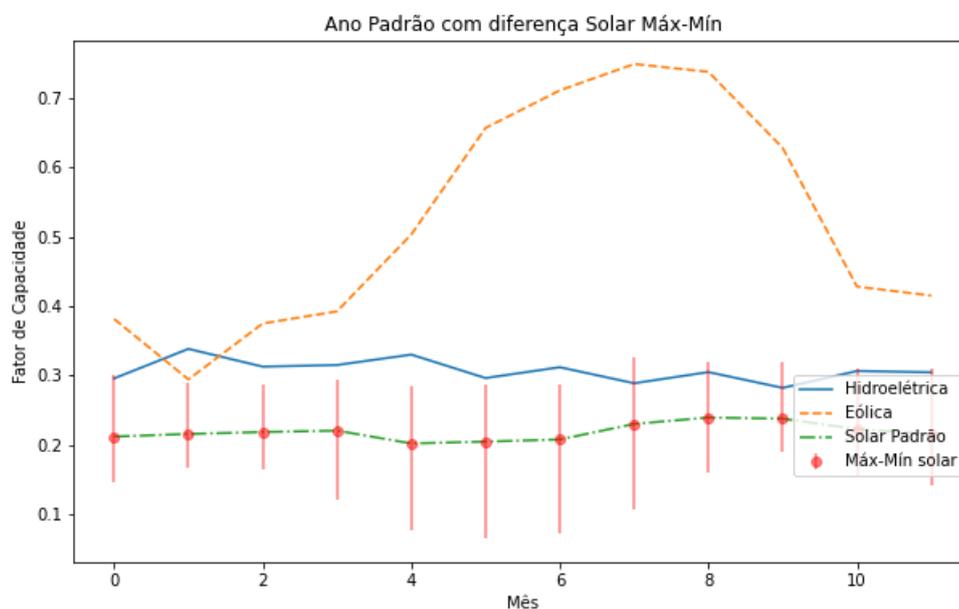


Figura 37 – Ano padrão Sobradinho
Fonte: Autor

Tempo		Correlações (desvio)		
		Pearson	Kendall	Spearman
Global	Hídrica - Solar Padrão	-0,33 (0,17)	-0,29 (0,13)	-0,37(0,19)
	Solar Padrão - Eólica	0,04 (0,44)	0,11 (0,29)	0,11(0,39)
	Hídrica - Eólica	-0,53	-0,33	-0,49
	Solar padrão – Solar outros	+0,49(0,49)	+0,43 (0,42)	+0,50 (0,47)
Janeiro	Hídrica - Solar Padrão	-0,864 (0,036)	-0,628 (0,005)	-0,802 (0,005)
	Eólica - Solar Padrão	-0,605 (0,105)	-0,449 (0,041)	-0,595 (0,059)
	Hídrica - Eólica	0,546	0,319	0,463
	Solar Padrão - Solar outros	0,977 (0,037)	0,971 (0,041)	0,994 (0,011)
	Hídrica - Solar Padrão	-0,800 (0,017)	-0,723 (0,010)	-0,881 (0,006)

Fevereiro

Tempo		Correlações (desvio)		
		Pearson	Kendall	Spearman
	Eólica - Solar Padrão	-0,602 (0,101)	-0,390 (0,033)	-0,549 (0,054)
	Hídrica - Eólica	0,305	0,232	0,378
	Solar Padrão - Solar outros	0,980 (0,034)	0,978 (0,037)	0,995 (0,010)
Março	Hídrica - Solar Padrão	-0,685 (0,052)	-0,590 (0,034)	-0,745 (0,023)
	Eólica - Solar Padrão	-0,465 (0,110)	-0,341 (0,034)	-0,473 (0,053)
	Hídrica - Eólica	0,435	0,333	0,523
	Solar Padrão - Solar outros	0,979 (0,036)	0,980 (0,036)	0,996 (0,009)
Abril	Hídrica - Solar Padrão	-0,701 (0,023)	-0,631 (0,018)	-0,764 (0,012)
	Eólica - Solar Padrão	-0,125 (0,102)	-0,233 (0,044)	-0,275 (0,050)
	Hídrica - Eólica	0,322	0,210	0,300
	Solar Padrão - Solar outros	0,975 (0,041)	0,970 (0,050)	0,993 (0,015)
Maio	Hídrica - Solar Padrão	-0,624 (0,069)	-0,573 (0,050)	-0,712 (0,040)
	Eólica - Solar Padrão	0,259 (0,073)	0,017 (0,018)	0,060 (0,023)
	Hídrica - Eólica	-0,037	0,007	0,017
	Solar Padrão - Solar outros	0,969 (0,043)	0,955 (0,055)	0,989 (0,017)
Junho	Hídrica - Solar Padrão	-0,636 (0,048)	-0,522 (0,026)	-0,659 (0,024)
	Eólica - Solar Padrão	0,408 (0,050)	0,188 (0,011)	0,265 (0,013)
	Hídrica - Eólica	-0,298	-0,188	-0,291
	Solar Padrão - Solar outros	0,972 (0,040)	0,970 (0,047)	0,993 (0,014)
Julho	Hídrica - Solar Padrão	-0,836 (0,035)	-0,739 (0,014)	-0,884 (0,010)
	Eólica - Solar Padrão	0,299 (0,054)	0,116 (0,012)	0,150 (0,021)
	Hídrica - Eólica	-0,365	-0,196	-0,335
	Solar Padrão - Solar outros	0,973 (0,040)	0,974 (0,039)	0,995 (0,010)
Agosto	Hídrica - Solar Padrão	-0,794 (0,067)	-0,698 (0,040)	-0,842 (0,034)
	Eólica - Solar Padrão	-0,114 (0,103)	-0,174 (0,043)	-0,228 (0,058)
	Hídrica - Eólica	0,090	0,029	0,087
	Solar Padrão - Solar outros	0,966 (0,050)	0,948 (0,069)	0,985 (0,023)
Setembro	Hídrica - Solar Padrão	-0,826 (0,064)	-0,714 (0,033)	-0,884 (0,021)
	Eólica - Solar Padrão	-0,440 (0,119)	-0,390 (0,038)	-0,548 (0,045)
	Hídrica - Eólica	0,663	Hídrica - Eólica	0,663

Tempo		Correlações (desvio)		
		Pearson	Kendall	Spearman
0,413	0,593 Solar Padrão - Solar outros	0,974 (0,044)	0,977 (0,044)	0,994 (0,014)
Outubro	Hídrica - Solar Padrão	-0,823 (0,069)	-0,692 (0,032)	-0,850 (0,025)
	Eólica - Solar Padrão	-0,420 (0,117)	-0,409 (0,044)	-0,561 (0,053)
	Hídrica - Eólica	0,707	0,507	0,716
	Solar Padrão - Solar outros	0,975 (0,043)	0,967 (0,044)	0,993 (0,014)
Novembro	Hídrica - Solar Padrão	-0,737 (0,063)	-0,668 (0,039)	-0,818 (0,031)
	Eólica - Solar Padrão	-0,525 (0,110)	-0,401 (0,044)	-0,553 (0,060)
	Hídrica - Eólica	0,648	0,312	0,525
	Solar Padrão - Solar outros	0,976 (0,040)	0,969 (0,042)	0,994 (0,012)
Dezembro	Hídrica - Solar Padrão	-0,916 (0,028)	-0,838 (0,023)	-0,939 (0,010)
	Eólica - Solar Padrão	-0,529 (0,103)	-0,409 (0,041)	-0,575 (0,057)
	Hídrica - Eólica	0,472	0,283	0,420
	Solar Padrão - Solar outros	0,978 (0,036)	0,966 (0,045)	0,993 (0,013)

Tabela 15 – Correlações estatísticas médias e desvio-padrão (entre parênteses) usinas individuais - Perfil Diário, médio plurianual

Fonte: Autor

Os índices de Pearson, Kendall e Spearman também são concordantes, ainda que algumas diferenças existam, sendo a mais notável entre a energia hídrica e eólica, ainda semelhante à escala de tempo anterior.

A mudança mais notável é no quesito hídrica - eólica, que na escala perfil horário é de similaridade, enquanto na escala ano padrão é de complementaridade moderada. Além disso, o desvio-padrão também é muito maior, uma vez que a variabilidade da produção de energia solar é muito maior do que no perfil diário. A correlação de Pearson entre as configurações da usina solar e hídrica varia de -0,06 até -0,65, sendo que a maior complementaridade ocorre com azimute igual a 90° e rastreamento no eixo norte - sul, por sua vez, a configuração de 0° e inclinação de 40° praticamente não possui nenhuma relação mensurável por essa correlação, já que ela resulta aproximadamente em 0. Já em relação às energias solar e eólica, a configuração de maior complementaridade (índice de Pearson = -0,55) é a que possui azimute de 180° e inclinação de 40°. Em contrapartida, a

configuração de azimute 0° e inclinação 20° possui um índice de Pearson de $+0,77$, o que indica uma forte similaridade.

5.2.3 Estabilidade

A estabilidade foi avaliada de duas maneiras, o Índice de Estabilidade absoluto (coeficiente de variância) definido na equação 4.6 e o Índice de Estabilidade relativo definido na equação 4.8:

5.2.3.1 Estabilidade, perfil diário plurianual

Através das simulações realizadas, identificou-se que a configuração singela com a maior variabilidade (pior estabilidade) ocorreu para a configuração geométrica solar com azimute 90° e inclinação em relação à horizontal de 40° . Então, o índice de estabilidade relativa foi calculado usando-o como referência. Na Tabela 16 estão expostos os Índices de Estabilidade. Absoluto e Relativo.

Tabela 16 – Índices de Estabilidade Absoluta e Relativa - Perfil Diário, Médio Plurianual

Tecnologia/Arranjo	Índice de Estabilidade Relativo	Índice de Estabilidade Absoluto (Coeficiente de Variância)
Hidráulica	0,996	0,005
Eólica	0,873	0,174
$\theta = 0^\circ, \beta = 0^\circ$	0,079	1,260
$\theta = 0^\circ, \beta = 10^\circ$	0,078	1,261
$\theta = 0^\circ, \beta = 20^\circ$	0,078	1,261
$\theta = 0^\circ, \beta = 30^\circ$	0,079	1,260
$\theta = 0^\circ, \beta = 40^\circ$	0,080	1,259
$\theta = 0^\circ$, Rastreio Eixo NS	0,197	1,098
$\theta = 0^\circ$, Rastreio Eixo LO	0,126	1,196
$\theta = 90^\circ, \beta = 10^\circ$	0,079	1,260
$\theta = 90^\circ, \beta = 20^\circ$	0,071	1,271

Continua na próxima página

Tecnologia/Arranjo	Índice de Estabilidade Relativo	Índice de Estabilidade Absoluto (Coeficiente de Variância)
$\theta = 90^\circ, \beta = 30^\circ$	0,027	1,332
$\theta = 90^\circ, \beta = 40^\circ$	0,000	1,368
$\theta = 90^\circ$, Rastreo Eixo NS	0,107	1,222
$\theta = 180^\circ, \beta = 10^\circ$	0,081	1,258
$\theta = 180^\circ, \beta = 20^\circ$	0,083	1,254
$\theta = 180^\circ, \beta = 40^\circ$	0,099	1,248
$\theta = 180^\circ, \beta = 40^\circ$	0,099	1,233
$\theta = 180^\circ$, Rastreo Eixo NS	0,201	1,092
Rastreo Eixos NS e LO	0,211	1,079

Fonte: Autor

Conforme esperado, a estabilidade da energia hidráulica foi a melhor, porque sua vazão horária foi constante durante o dia. Teve a eólica também com um alto coeficiente de estabilidade. Das configurações geométricas e/ou tecnológicas da energia solar, as maiores estabilidades foram atingidas pelos sistemas com seguimento solar em 1 ou 2 eixos. As configurações FV fixas, faceando o norte, leste e sul (azimute 0^0 , 90^0 e 180^0) com inclinações variáveis em relação à horizontal, são todas próximas e têm estabilidades relativas de 0,08 a 0,10. Em conclusão, do ponto de vista do fator de capacidade e estabilidade relativa, a configuração fixa, com azimute zero e inclinação em relação à horizontal igual à latitude $+15^\circ$ ou uma configuração com seguimento NS horizontal são boas escolhas e este estudo ratifica os critérios atuais de instalação de plantas FV.

Sendo assim, nessa escala temporal, a energia solar sempre terá o efeito de diminuir a estabilidade de um sistema híbrido, pois, mesmo as que possuem maiores índices de estabilidade relativa, ainda são muito inferiores às outras modalidades. A energia eólica tem um efeito semelhante em relação à energia hidrelétrica, ainda que em menor escala.

5.2.3.2 Estabilidade - Sazonal

Como foi visto anteriormente, o perfil diário sofre uma variação muito grande ao longo dos dias do ano, por isso, é necessária uma análise mais detalhada que considere essas variações.

A estabilidade sazonal pode ser avaliada de forma semelhante à estabilidade diária, porém, em escalas de tempo maiores (anual ou mensal). Nesse trabalho, a escala escolhida foi as estações do ano. Os resultados para todas as modalidades energéticas, bem como para as diferentes configurações das usinas solares, estão na tabela 17.

	Estabilidade Absoluta				Estabilidade Relativa			
	Inverno	Outono	Primavera	Verão	Inverno	Outono	Primavera	Verão
Hidra	0,301	0,455	0,316	0,488	0,000	0,000	0,000	0,000
Eólica	0,107	0,193	0,252	0,333	0,643	0,576	0,202	0,318
$\theta = 0^\circ \beta = 0^\circ$	0,072	0,071	0,016	0,018	0,762	0,843	0,949	0,964
$\theta = 0^\circ \beta = 10^\circ$	0,055	0,040	0,034	0,008	0,818	0,912	0,894	0,983
$\theta = 0^\circ \beta = 20^\circ$	0,041	0,024	0,065	0,024	0,864	0,948	0,796	0,952
$\theta = 0^\circ \beta = 30^\circ$	0,031	0,038	0,103	0,046	0,897	0,916	0,676	0,905
$\theta = 0^\circ \beta = 40^\circ$	0,022	0,065	0,147	0,077	0,927	0,856	0,535	0,843
$\theta = 0^\circ$ Rastreoixo NS	0,079	0,031	0,029	0,012	0,739	0,931	0,909	0,975
$\theta = 0^\circ$ Rastreoixo LO	0,067	0,050	0,015	0,022	0,778	0,890	0,954	0,954
$\theta = 90^\circ \beta = 10^\circ$	0,072	0,071	0,016	0,018	0,762	0,843	0,949	0,964
$\theta = 90^\circ \beta = 20^\circ$	0,075	0,061	0,014	0,021	0,749	0,865	0,954	0,956
$\theta = 90^\circ \beta = 30^\circ$	0,084	0,041	0,012	0,027	0,722	0,909	0,961	0,945
$\theta = 90^\circ \beta = 40^\circ$	0,090	0,032	0,012	0,029	0,701	0,931	0,961	0,941
$\theta = 90^\circ$ Rastreoixo NS	0,027	0,021	0,008	0,045	0,909	0,954	0,976	0,908
$\theta = 180^\circ \beta = 10^\circ$	0,092	0,109	0,034	0,030	0,693	0,760	0,892	0,938
$\theta = 180^\circ \beta = 20^\circ$	0,120	0,156	0,067	0,043	0,601	0,658	0,789	0,911
$\theta = 180^\circ \beta = 30^\circ$	0,163	0,215	0,105	0,058	0,456	0,526	0,668	0,881
$\theta = 180^\circ \beta = 40^\circ$	0,230	0,300	0,150	0,074	0,235	0,342	0,526	0,849
$\theta = 180^\circ$ Rastreoixo NS	0,104	0,066	0,016	0,027	0,654	0,855	0,949	0,945
Rastreoixos NS e LO	0,063	0,014	0,017	0,029	0,790	0,968	0,947	0,940

Tabela 17 – Índices de Estabilidade - Sazonal - Sobradinho
Fonte: Autor

Na escala de tempo sazonal, a que possui a pior estabilidade absoluta é a hidroelétrica em todas as estações do ano. E, de modo semelhante à escala ano padrão, boa parte das diferentes configurações das usinas solares possui as melhores estabilidades relativas, chegando a valores quase perfeitos, maiores do que 95% em todas as configurações, principalmente no verão. Um caso notável é a configuração azimute = 0° e inclinação igual a 10° , na qual a estabilidade relativa alcança 98,3%. No inverno e outono, a estabilidade das usinas solares foi bastante reduzida. O oposto ocorre na usina eólica; esta foi mais estável no inverno e outono.

5.2.3.3 Estabilidade - Ano Padrão

Os resultados da análise de estabilidade para todas as modalidades energéticas, bem como para as diferentes configurações das usinas solares, na escala Ano Padrão estão na tabela 18.

Tecnologia/arranjo	Estabilidade Relativa	Estabilidade absoluta (coeficiente de variação)
Hidra	0,876	0,050
Éolica	0,257	0,299
$\theta = 0^\circ \beta = 0^\circ$	0,777	0,090
$\theta = 0^\circ \beta = 10$	0,869	0,090
$\theta = 0^\circ \beta = 20$	0,834	0,067
$\theta = 0^\circ \beta = 30$	0,712	0,116
$\theta = 0^\circ \beta = 40$	0,558	0,178
$\theta = 0^\circ$ rastreio eixo NS	0,856	0,058
$\theta = 0^\circ$ rastreio eixo LO	0,824	0,071
$\theta = 90^\circ \beta = 10$	0,777	0,090
$\theta = 90^\circ \beta = 20$	0,791	0,084
$\theta = 90^\circ \beta = 30$	0,818	0,073
$\theta = 90^\circ \beta = 40$	0,828	0,069
$\theta = 90^\circ$ rastreio eixo NS	0,901	0,071
$\theta = 180^\circ \beta = 10$	0,637	0,146
$\theta = 180^\circ \beta = 20$	0,467	0,215
$\theta = 180^\circ \beta = 30$	0,259	0,298
$\theta = 180^\circ \beta = 40$	0,000	0,402
$\theta = 180^\circ$ rastreio eixo NS	0,751	0,100
<i>Continua na próxima página</i>		

Tecnologia/arranjo	Estabilidade Relativa	Estabilidade absoluta (coeficiente de variação)
Rastreo eixos NS e LO	0,882	0,047

Tabela 18 – Índices de Estabilidade - Sazonal

Fonte: Autor

Mediante o uso das simulações realizadas para a estabilidade, verificou-se que a configuração singela pior foi a usina FV fixa, com azimute 90^0 e inclinação em relação à horizontal igual a 40^0 . Em função disso, essa usina foi considerada como de referência no cálculo da estabilidade relativa. A estabilidade relativa diz o quão melhor são as outras configurações analisadas em relação a esta. Valores próximos de zero são configurações instáveis em alto grau e a estabilidade relativa perfeita é igual a 1. A configuração com azimute igual a 90^0 e rastreamento no eixo norte-sul é a que possui melhor estabilidade relativa, mesmo sendo um dos menores fatores de capacidade. Dentre as configurações fixas, as que possuem azimute 90^0 também se destacam.

Em comparação com a análise na escala de tempo diário, na escala de tempo mensal há muitas diferenças significativas. A mais notável é que a estabilidade de todas as configurações das usinas solares sofreu consideráveis melhorias, e na configuração de azimute 90^0 e rastreo no eixo norte-sul, uma estabilidade maior do que a hidroelétrica. No caminho contrário, a energia eólica possui a estabilidade relativa mais baixa do que a maioria das configurações das usinas solares.

A figura 37 ilustra a estabilidade da hidroelétrica; ainda assim, a configuração de azimute 90^0 e rastreo no eixo norte-sul possui uma estabilidade maior.

Por isso, na escala de tempo anual, a energia solar possui o efeito de aumentar a estabilidade e a energia eólica possui efeito contrário; porém, na escala diária, por sua vez, o inverso acontece. Por isso, a combinação de ambas as fontes em um mix pode associar as vantagens individuais nas diferentes escalas de tempo.

5.2.4 Despachabilidade

5.2.4.1 Despachabilidade - Perfil horário

Para o cálculo da despachabilidade, as curvas de potência e carga foram normalizadas pela média e estão ilustradas na figura 38.

O valor da despachabilidade pode ser visto na tabela ??:

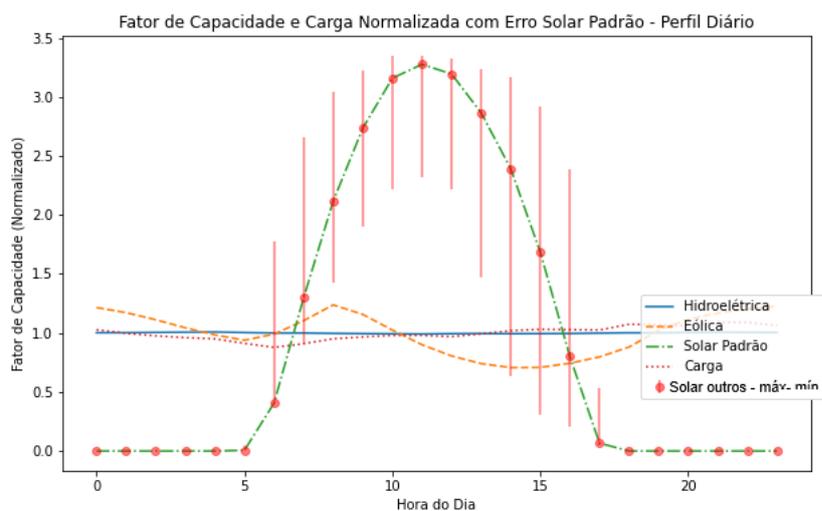


Figura 38 – Fator de Capacidade em função da carga - Sobradinho - Perfil diário
 Fonte: Autor

Tabela 19 – Despachabilidade - Perfil diário

Tecnologia/Arranjo	Despachabilidade
Hidráulica	1,141
Eólica	3,765
$\theta = 0^\circ, \beta = 0^\circ$	27,820
$\theta = 0^\circ, \beta = 10^\circ$	27,849
$\theta = 0^\circ, \beta = 20^\circ$	27,861
$\theta = 0^\circ, \beta = 30^\circ$	27,848
$\theta = 0^\circ, \beta = 40^\circ$	27,785
$\theta = 0^\circ$ rastreio eixo NS	25,900
$\theta = 0^\circ$ rastreio eixo LO	26,761
$\theta = 90^\circ, \beta = 10^\circ$	27,820
$\theta = 90^\circ, \beta = 20^\circ$	28,034
$\theta = 90^\circ, \beta = 30^\circ$	29,293
$\theta = 90^\circ, \beta = 40^\circ$	29,878
$\theta = 90^\circ$ rastreio eixo NS	27,125
$\theta = 180^\circ, \beta = 10^\circ$	27,734
$\theta = 180^\circ, \beta = 20^\circ$	27,600

Continua na próxima página

Tecnologia/Arranjo	Despachabilidade
$\theta = 180^\circ, \beta = 30^\circ$	27,370
$\theta = 180^\circ, \beta = 40^\circ$	26,999
$\theta = 180^\circ$ rastreo eixo NS	25,840
Rastreo eixos NS e LO	25,735

Fonte: Autor

Como a curva de carga nessa escala foi muito próxima de uma constante, as fontes que possuem as melhores despachabilidades são as que possuem menores valores dos índices. Como esperado, a energia solar possui a pior despachabilidade, uma vez que passa metade do dia desligada; nesse sentido, na escala diária, a despachabilidade é relacionada com a estabilidade. Inclusive, essa despachabilidade deficitária é o que provoca o problema da "Curva Pato".

Uma vez que a despachabilidade leva em conta o módulo da diferença da potência pela carga, ambas normalizadas, a retirada do módulo passa a ideia de um balanço energético. Sendo assim, esses balanços podem ser vistos nas figuras 39.

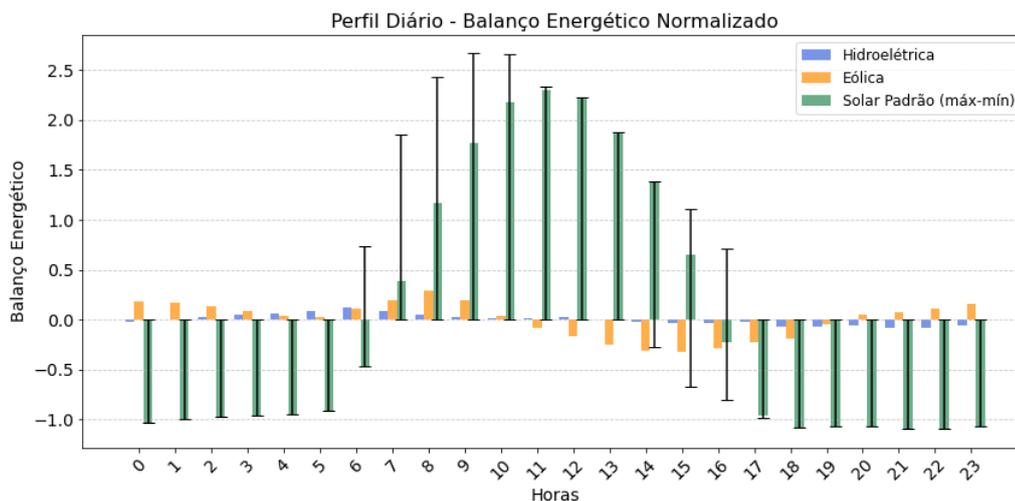


Figura 39 – Balanço energético normalizado- Sobradinho - Perfil diário
 Fonte: Autor

Como nessa escala de tempo a hidroeletricidade é constante e a figura está normalizada, os desvios são mínimos. Apesar disso, ainda assim é possível verificar o aumento da demanda no período tarde-noite. O balanço da energia eólica, figura 39, é semelhante ao hídrico, com excesso de energia pela manhã e déficit à tarde, ainda que o período de falta seja menor.

Já a energia solar, figura, à noite há déficit e excesso durante o dia, semelhante aos itens anteriores. As barras indicam os balanços energéticos das outras configurações diferentes da padrão.

O Balanço energético normalizado define mais duas grandezas importantes no sistema energético: a parte positiva normalmente é associada ao contingenciamento (curtailment) e a negativa é a necessidade de energia de reserva. As duas grandezas são muito importantes para a operação da usina.

5.2.4.2 Despachabilidade - Ano Padrão

Analogamente ao item anterior, as curvas de potências e carga foram normalizadas pela média e estão ilustradas na figura 40.

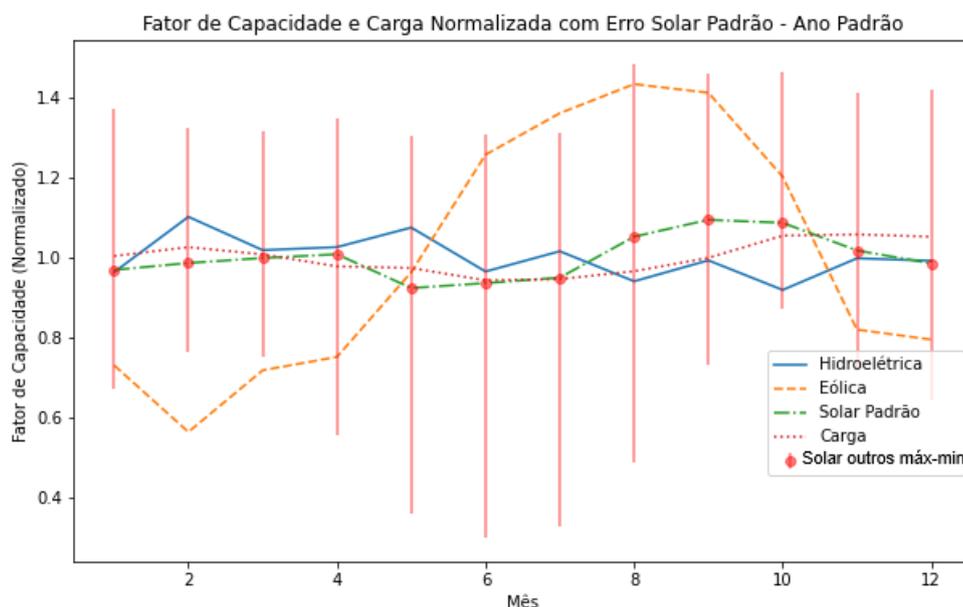


Figura 40 – Potência vs carga - Sobradinho - Ano Padrão

Fonte: Autor

O valor da despachabilidade pode ser visto na tabela 20:

Nessa escala de tempo houve uma variação maior na carga, o que produz resultados diferentes; a fonte que melhor acompanha a demanda foi a energia solar com azimute 0° ou azimute 90° e rastreamento NS, saindo-se melhor até do que a energia hidroelétrica. A energia eólica, por sua vez, teve a despachabilidade prejudicada nessa escala de tempo.

O balanço energético pode ser visto nas figuras 41.

Tecnologia/arranjo	Despachabilidade
Hidráulica	0,654
Eólica	3,512
$\theta = 0^\circ \beta = 0^\circ$	0,561
$\theta = 0^\circ \beta = 10$	0,495
$\theta = 0^\circ \beta = 20$	0,940
$\theta = 0^\circ \beta = 30$	1,593
$\theta = 0^\circ \beta = 40$	2,314
$\theta = 0^\circ$ rastreio eixo NS	0,522
$\theta = 0^\circ$ rastreio eixo LO	0,444
$\theta = 90^\circ \beta = 10$	0,561
$\theta = 90^\circ \beta = 20$	0,518
$\theta = 90^\circ \beta = 30$	0,451
$\theta = 90^\circ \beta = 40$	0,440
$\theta = 90^\circ$ rastreio eixo NS	0,444
$\theta = 180^\circ \beta = 10$	1,168
$\theta = 180^\circ \beta = 20$	1,922
$\theta = 180^\circ \beta = 30$	2,817
$\theta = 180^\circ \beta = 40$	3,923
$\theta = 180^\circ$ rastreio eixo NS	0,712
Rastreio eixos NS e LO	0,397

Tabela 20 – Despachabilidade - Ano Padrão
 Fonte: Autor

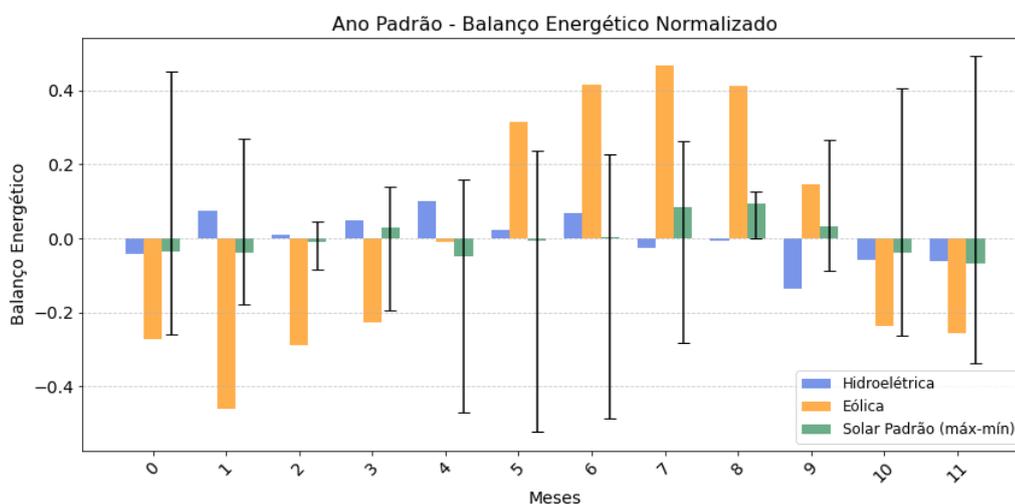


Figura 41 – Balanço energético normalizado - Sobradinho - Ano Padrão
 Fonte: Autor

Nessa escala de tempo, para a hidroeletricidade, o déficit ocorre principalmente nos meses de verão. Vale ressaltar que, comparado à eólica e a algumas configurações solares, esses valores ainda são pequenos. A configuração solar padrão é a que melhor acompanha a carga; as outras configurações registram despachabilidade entre as piores. Para geração no verão, uma parte das configurações solares mostram-se adequadas para suprir os déficits que ocorrem na hidroeletricidade e eólica na época de baixa destas.

5.2.5 Despachabilidade Sazonal

A despachabilidade por estação do ano pode ser vista na tabela 21

Tabela 21 – Despachabilidade - Sazonal - Sobradinho

Configuração/Tecnologia	Despachabilidade			
	Inverno	Outono	Primavera	Verão
Hidráulica	3,78	4,88	3,82	6,25
Eólica	5,98	3,17	4,22	5,35
$\theta = 0^\circ \beta = 0^\circ$	1,18	1,01	1,33	0,66
$\theta = 0^\circ \beta = 10^\circ$	1,07	0,77	1,19	0,71
$\theta = 0^\circ \beta = 20^\circ$	1,54	0,77	1,40	1,72
$\theta = 0^\circ \beta = 30^\circ$	2,47	1,15	1,85	2,76
$\theta = 0^\circ \beta = 40^\circ$	3,65	1,69	2,41	3,89
$\theta = 0^\circ$ Rastreo Eixo NS	1,20	0,77	1,17	0,62
$\theta = 0^\circ$ Rastreo Eixo LO	1,08	0,92	1,19	0,56
$\theta = 90^\circ \beta = 10^\circ$	1,18	1,01	1,33	0,66
$\theta = 90^\circ \beta = 20^\circ$	1,17	0,96	1,27	0,63
$\theta = 90^\circ \beta = 30^\circ$	1,19	0,86	1,16	0,57
$\theta = 90^\circ \beta = 40^\circ$	1,23	0,81	1,14	0,55
$\theta = 90^\circ$ Rastreo Eixo NS	1,19	0,95	1,05	0,74
$\theta = 180^\circ \beta = 10^\circ$	2,01	1,45	1,65	1,46
$\theta = 180^\circ \beta = 20^\circ$	3,07	1,95	2,14	2,66
$\theta = 180^\circ \beta = 30^\circ$	4,60	2,60	2,87	4,18

Continua na próxima página

Configuração/Tecnologia	Despachabilidade			
	Inverno	Outono	Primavera	Verão
$\theta = 180^\circ \beta = 40^\circ$	6,47	3,57	3,77	6,08
$\theta = 180^\circ$ Rastreio Eixo NS	1,48	1,05	1,38	0,77
Rastreio Eixos NS e LO	1,17	0,81	1,09	0,64

Fonte: Autor

A hidroelétrica e eólica possuem valores altos de despachabilidade, o que reflete em uma maior dificuldade de seguir a carga. A hidroelétrica possui mais dificuldade em seguir a carga no verão e a energia eólica no inverno. Já a energia solar, principalmente as com rastreio, possui maior facilidade de acompanhar a carga no verão; além disso, elas mantêm bons índices de estabilidade em todas as estações.

Nessa escala de tempo, a modalidade com maior dificuldade de seguir a carga é a hidroelétrica.

5.3 Análise dos sistemas de potência híbridos com energias renováveis (SPHER) - Parte III

Uma composição qualquer de uma usina híbrida pode ser representada de forma compacta como mixagem ou reduzidamente mix (h:m:n) onde as letras representam as capacidades de hidroelétrica, solar e eólica. Mantendo $h=1$ porque a usina hidroelétrica já está construída e variando as proporções da energia eólica para cada uma das configurações solares, foram obtidos 16.200 cenários diferentes para cada uma das localidades. Devido à grande quantidade de usinas híbridas, há a impossibilidade de expor todas essas diferentes simulações. Então, baseadas nas inferências e intuições adquiridas durante as análises realizadas com usinas singelas, foram selecionados os mixes representativos médios com composição (1:1:1) e dois extremos com valores zero para solar, (1:0:1,5) e outro zero para eólica (1:1,5: 0) . Estreitando os critérios para clareza visual dos gráficos, as configurações solares foram reduzidas à configuração solar padrão. Isso foi feito porque a variação do FC para perfil horário plurianual , com azimute e ângulo em relação à horizontal, é muito pequena. Em relação ao sistema com seguimento solar, a diferença foi de cerca de 10% . Para exposição de alguns aspectos específicos adicionalmente foram selecionados um a dois mixes descritos nas discussões dos temas.

5.3.1 Fator de Capacidade

Os fatores de capacidade do mix foram calculados pela equação 4.5 e analisados para todas as composições selecionadas e descritas no item anterior.

5.3.1.1 Fator de Capacidade - Período Intra-diário

Na tabela 22, é possível observar que: a) apesar da significativa diferença entre os FC de usinas singelas, e quando elas estão inseridas em um mix ocorre uma suavização onde a maior diferença é de 3%; b) na comparação entre configuração fixa e com seguimento solar, a diferença é da ordem de 5%. Com isso, fica ratificada a escolha da configuração solar padrão como uma escolha adequada para representar a tecnologia solar dentro de um sistema híbrido.

Tabela 22 – Fator de Carga mix - Perfil Diário

Tecnologia/arranjo	FC mix
1:1:1	
$\theta = 0^\circ \beta = 0^\circ$	0,337
$\theta = 0^\circ \beta = 10$	0,337
$\theta = 0^\circ \beta = 20$	0,337
$\theta = 0^\circ \beta = 30$	0,336
$\theta = 0^\circ \beta = 40$	0,333
$\theta = 0^\circ$ rastreio eixo NS	0,354
$\theta = 0^\circ$ rastreio eixo LO	0,343
$\theta = 90^\circ \beta = 10$	0,337
$\theta = 90^\circ \beta = 20$	0,336
$\theta = 90^\circ \beta = 30$	0,333
$\theta = 90^\circ \beta = 40$	0,330
$\theta = 90^\circ$ rastreio eixo NS	0,341
$\theta = 180^\circ \beta = 10$	0,335
$\theta = 180^\circ \beta = 20$	0,332
$\theta = 180^\circ \beta = 30$	0,328
$\theta = 180^\circ \beta = 40$	0,323
$\theta = 180^\circ$ rastreio eixo NS	0,352

Continua na próxima página

Tecnologia/arranjo	FC mix
Proporção Hidra = Proporção Solar = Proporção Eólica = 1	
Rastreio eixos NS e LO	0,357
Configuração 1:1,5:0	0,254
Configuração 1:0:1,5	0,437

Fonte: Autor

Outro aspecto importante é que , de acordo com a Tabela 22, em alguns mixes, a energia produzida próximo ao meio-dia solar pode ultrapassar a capacidade de transmissão instalada atualmente em Sobradinho. Sendo assim, para a utilização de alguns dos mixes será necessária a ampliação da capacidade de transmissão de Sobradinho. A título de exemplo, a figura 42 ilustra as limitações das capacidades solar e eólica em decorrência desse fato, a superfície inferior à esquerda em branco mostra a região onde os sistemas híbridos considerados geram no máximo igual à capacidade de transmissão atual. A figura 42 ilustra as combinações das proporções da eólica e solar para o mix (1:1:1) sendo a configuração solar fixa com azimute e ângulo de inclinação em relação à horizontal, igual a 0°.

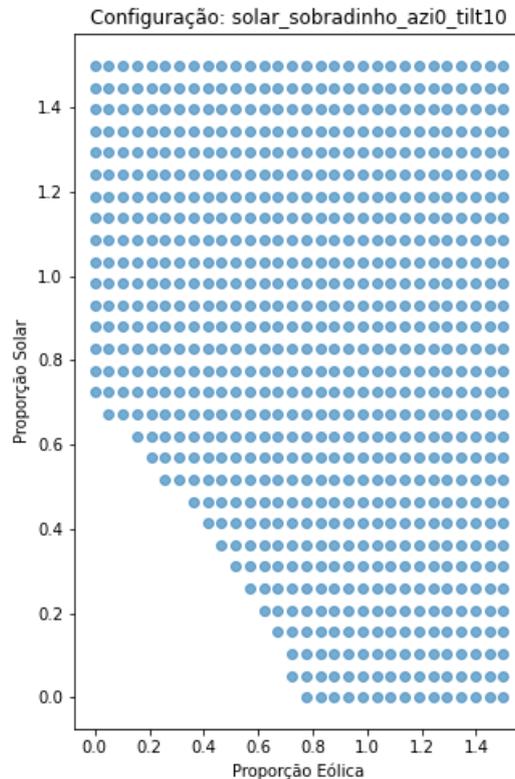


Figura 42 – Superfície de combinação de mixes que não necessitam de adaptação da infraestrutura (aumento da capacidade de transmissão)

Fonte: Autor

A maior fração de energia eólica possível para que não precise aumentar a capacidade de transmissão foi de aproximadamente 0,78 . Qualquer valor acima desse levará ao desligamento ou contingenciamento da geração (“curtailment”). Para a energia solar, esse valor varia de acordo com a configuração e é de aproximadamente 0,76.

A figura 43 representa o comportamento dos mixes escolhidos para apresentação e na tabela 22 selecionados.

A figura 43 resume de forma visual os resultados obtidos. É possível observar que o perfil de geração pode ser modificado variando-se as proporções das fontes. Como a usina hidrelétrica já foi construída, sua capacidade é invariante e, portanto, a geração hidrelétrica será sempre mantida. Dessa forma, o fator de capacidade do mix é, no máximo, igual ao fator de capacidade eólica e, no mínimo, ao FC da energia solar. Cabe ressaltar que, em alguns horários, o fator de capacidade da usina solar é maior do que o dos outros dois.

A modificação das proporções das diferentes usinas pode gerar modificações no horário de pico da geração, que ocorre no início da manhã na usina eólica e ao meio-dia na

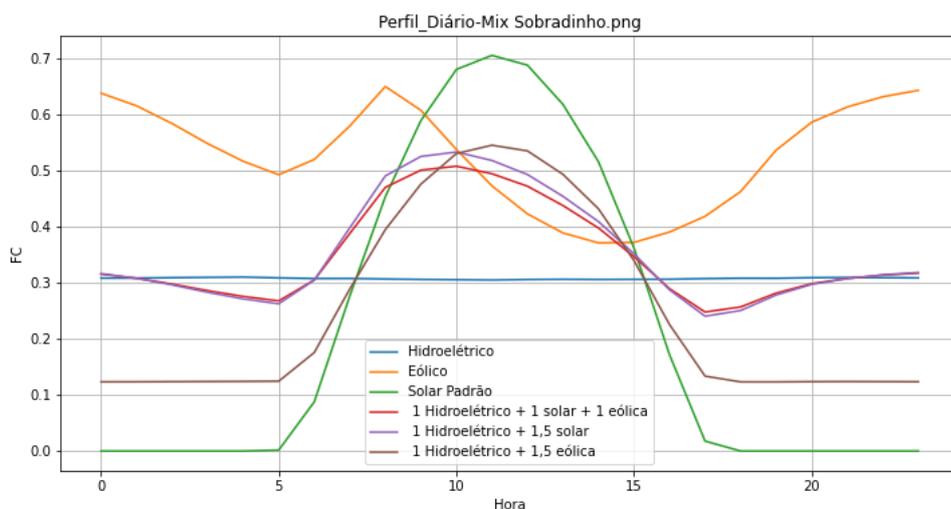


Figura 43 – Perfil diários FC de mixes selecionados - Sobradinho
 Fonte: Autor

solar, podendo ter sua duração expandida, como no mix simbolizado pela linha vermelha na figura 43.

5.3.1.2 Fator de Capacidade - Sazonal

A figura 44 mostra a variação do fator de capacidade das usinas individuais e dos mixes selecionados. Da análise da figura, as seguintes conclusões significativas decorrem:

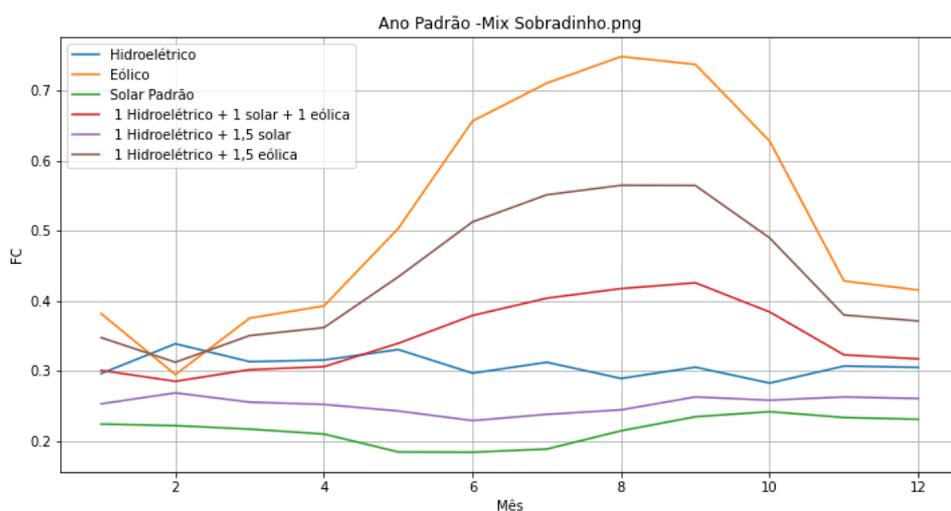


Figura 44 – Ano Padrão FC mix - Sobradinho
 Fonte: Autor

- Como esperado, o sistema híbrido hidroelétrico-eólico resulta no maior aumento de capacidade. Quando comparado com a usina hidroelétrica existente, é significativo o

aumento da capacidade original principalmente nos meses secos de abril a novembro;

- Também, como esperado, o sistema híbrido hidroelétrico-solar diminui o fator de capacidade atual hidroelétrica, mas, por outro lado melhora a estabilidade sazonal;
- Finalmente, a configuração que mistura hidroelétrica solar e eólica em proporções iguais tem um comportamento médio em relação aos aspectos discutidos acima.

É necessário ressaltar que o fato de um híbrido diminuir o fator de capacidade por si só não é um demérito ou está gerando menos energia, mas o contrário, gerará mais energia. A decisão a ser tomada vai depender de quais demandas o sistema híbrido vai satisfazer (máxima geração de energia, estabilidade ou otimização do uso de água) e certamente dos aspectos econômicos e de mercado.

5.3.2 Estabilidade

A estabilidade foi simulada e avaliada para todas as configurações selecionadas do sistema híbrido. O Índice de Estabilidade Absoluta foi calculado mediante o uso da equação 4.6, e o Índice de Estabilidade Relativa com a equação 4.8.

5.3.2.1 Estabilidade - Perfil horário

De forma similar ao cálculo do fator de capacidade, os mixes selecionados anteriormente e adicionados com alguns específicos foram calculados e exibidos nessa seção, na escala de tempo horária, média plurianual. Nessa escala de tempo, a energia hidroelétrica é a mais estável, por definição na medida em que a vazão é invariável durante 1 dia. A adição das outras modalidades energéticas, necessariamente, irá diminuir a estabilidade do mix. Na tabela 23 é possível ver as estabilidades relativa e absoluta de usinas híbridas selecionadas.

Tecnologia/Arranjo	Índice de Estabilidade Relativo	Índice de Estabilidade Absoluto (Coeficiente de Variância)
Hidráulica	0,996	0,005
Eólica	0,873	0,174
Azi = 0° Inclinação = 0°	0,079	1,260
Azi = 0° Inclinação = 10°	0,078	1,261
Azi = 0° Inclinação = 20°	0,078	1,261
Azi = 0° Inclinação = 30°	0,079	1,260
Azi = 0° Inclinação = 40°	0,080	1,259
Azi = 0° Rastreo Eixo NS	0,197	1,098
Azi = 0° Rastreo Eixo LO	0,126	1,196
Azi = 90° Inclinação = 10°	0,079	1,260
Azi = 90° Inclinação = 20°	0,071	1,271
Azi = 90° Inclinação = 30°	0,027	1,332
Azi = 90° Inclinação = 40°	0,000	1,368
Azi = 90° Rastreo Eixo NS	0,107	1,222
Azi = 180° Inclinação = 10°	0,081	1,258
Azi = 180° Inclinação = 20°	0,083	1,254
Azi = 180° Inclinação = 30°	0,099	1,248
Azi = 180° Inclinação = 40°	0,099	1,233
Azi = 180° Rastreo Eixo NS	0,201	1,092
Rastreo Eixos NS e LO	0,211	1,079

Tabela 23 – Índices de Estabilidade Absoluto e Relativo - Perfil Diário, Médio Plurianual
Fonte: Autor

Para o mix (1:1:1), a estabilidade que envolve a configuração solar fixa com azimute 0° e ângulo em relação às horizontais variando de 0° a 30° são bastante similares. Para 40° de inclinação em relação à horizontal, a estabilidade melhora cerca de 7%, e as configurações eixo fixo são piores em cerca de 8% quando comparadas com sistema com seguimento em 1 eixo. A comparação no caso da rotação para leste (azimute 90°) das configurações acima mostrou que os sistemas com ângulo de inclinação em relação à horizontal de 30° e 40° pioraram. Finalmente, se as configurações iniciais foram rotacionadas de 180° (azimute 180°), houve uma melhora significativa na estabilidade (9% e 22%), nas configurações de inclinação horizontal em relação à horizontal iguais a 30° e 40°.

No que concerne a alguns mixes específicos tais como (1:0:0), (1:0,5:0,5), (1:0:1) e (1:1,5:0) todas com configuração solar fixa e azimute e ângulo de inclinação em relação horizontal iguais a zero. Observou-se que o mix com maior quantidade de eólica e sem solar é o de melhor estabilidade (0,129) e o pior é o que é puramente solar e hidroelétrica (0,243). Os outros mixes intermediários com valores de capacidade solar e eólica não nulos estarão dentro dos valores mencionados.

A figura 45 ilustra o índice de estabilidade absoluta para a configuração (1:1:n) onde na abscissa estão colocadas a razão m/n, nesse caso 1/n.

Essa curva é particularmente útil para que, dado um certo coeficiente de variação, seja possível determinar o mix correspondente, ou vice-versa. Por exemplo, se o alvo do coeficiente de variação for 0,3, o mix hidráulico, eólico e solar deverá ser o mix (1:1:1,0,75) ou (1:1,5;1,62). Outras curvas podem ser traçadas neste gráfico, parametrizando a capacidade

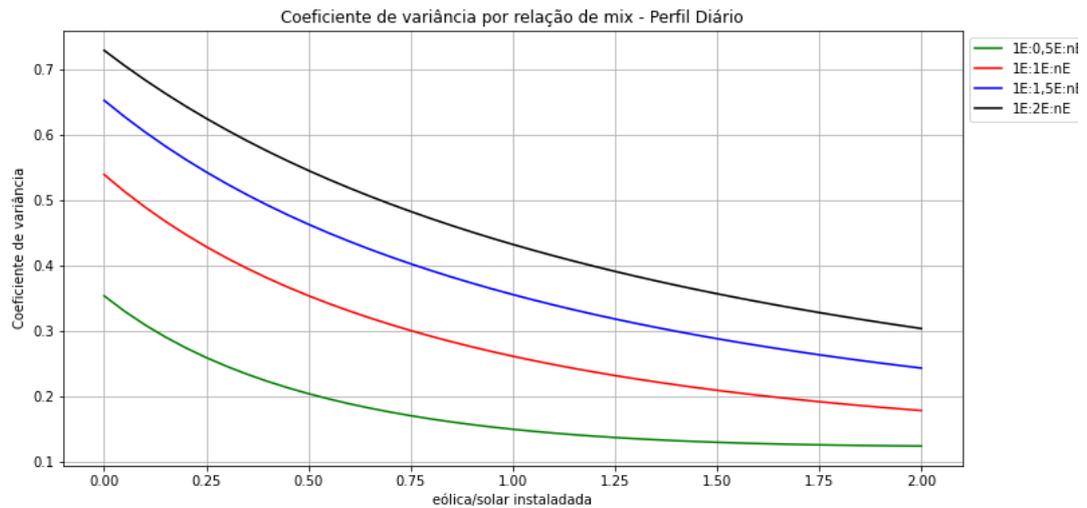


Figura 45 – Estabilidade absoluta vs relação eólica / solar instalada - perfil diário- Sobradinho

Fonte: Autor

solar e, com isso, definindo uma curva em função da capacidade eólica.

Pode-se observar que o aumento da capacidade eólica melhora a estabilidade absoluta até um certo limiar, a estabilidade absoluta da energia eólica. Mas também é notório que, a partir da relação eólica/solar maior do que 1,25, o ganho sobre a estabilidade é muito baixo. A derivada dessa curva mostra a taxa decremental do ganho no coeficiente de variação. A partir de 1,25 o resíduo do ganho no coeficiente de variação é menor que 5%. Do ponto de vista prático, o “cotovelo” dessa curva é a definição aproximada do mix ótimo, obviamente quando se considera somente o coeficiente de variação.

5.3.3 Estabilidade - Ano Padrão

A estabilidade sazonal é realizada analogamente às seções anteriores, modificando a escala temporal. Os valores da estabilidade relativa e absoluta podem ser vistos na tabela 24.

Estabilidade mix - Ano Padrão		
Tecnologia / Arranjo	Estabilidade Absoluta (Coeficiente de variação)	Estabilidade Relativa
	Prop Hidra = Prop Solar = Prop Eólica = 1	
$\theta = 0^\circ \beta = 0^\circ$	0,144	0,336
$\theta = 0^\circ \beta = 10^\circ$	0,151	0,305
$\theta = 0^\circ \beta = 20^\circ$	0,159	0,267
$\theta = 0^\circ \beta = 30^\circ$	0,168	0,225
$\theta = 0^\circ \beta = 40^\circ$	0,178	0,178
$\theta = 0^\circ$ Rastreo eixo NS	0,143	0,339
$\theta = 0^\circ$ Rastreo eixo LO	0,143	0,341
$\theta = 90^\circ \beta = 10^\circ$	0,144	0,336
$\theta = 90^\circ \beta = 20^\circ$	0,145	0,333
$\theta = 90^\circ \beta = 30^\circ$	0,148	0,317
$\theta = 90^\circ \beta = 40^\circ$	0,151	0,306
$\theta = 90^\circ$ Rastreo eixo NS	0,149	0,315
$\theta = 180^\circ \beta = 10^\circ$	0,138	0,363
$\theta = 180^\circ \beta = 20^\circ$	0,134	0,385
$\theta = 180^\circ \beta = 30^\circ$	0,130	0,399
$\theta = 180^\circ \beta = 40^\circ$	0,129	0,407
$\theta = 180^\circ$ Rastreo eixo NS	0,136	0,373
Rastreo eixo NS e LO	0,142	0,347
	Diversas proporções para $\theta = 0^\circ \beta = 0^\circ$	

Continua na próxima página

Estabilidade mix - Ano Padrão		
Tecnologia / Arranjo	Estabilidade Absoluta (Coeficiente de variação)	Estabilidade Relativa
	Prop Hidra = Prop Solar = Prop Eólica = 1	
0,52 solar + 0,05 eólica + 1 hidroelétrica	0,027	0,876
0,5 solar + 0,5 eólica + 1 hidroelétrica	0,108	0,500
1,5 eólica + 0 solar + 1 hidroelétrica	0,217	0,000
0 eólica + 1,5 solar + 1 hidroelétrica	0,046	0,786

Tabela 24 – Estabilidade mix - Ano Padrão

Fonte: autor

Nessa escala de tempo, a usina individual que possui maior estabilidade relativa é a usina solar de azimute 90° e inclinação 40° , e, no geral, grande parte das usinas solares possuem valores maiores do que a usina eólica; como é refletido nos mixes. A pior estabilidade é no mix de maior proporção de energia eólica; inclusive, o valor da estabilidade absoluta desta foi utilizado como base para o cálculo da estabilidade relativa.

A melhor estabilidade ocorre no mix 0,52 solar + 0,05 eólica + 1 hidroelétrica, então, a energia solar, em várias configurações, possui um efeito estabilizador em relação às demais modalidades energéticas, estabilizando inclusive a hidroeletricidade. Vale salientar novamente que todos os mixes possuem no mínimo a produção energética igual à hidroelétrica. Adicionalmente, os valores de estabilidade relativa dessa seção não podem ser comparados com os das outras, uma vez que eles são calculados a partir do valor da maior estabilidade absoluta e esta muda para cada seção.

A figura 46 ilustra o índice de estabilidade absoluta pela razão entre as capacidades solar e eólica instaladas na escala de tempo ano padrão.

Nessa escala de tempo, percebe-se que o inverso da anterior, o aumento da energia



Figura 46 – Estabilidade absoluta vs relação eólica / solar instalada ano padrão- Sobradinho

Fonte: Autor

solar, é quem melhora a estabilidade absoluta. E, após a razão 1,75, o índice fica estável, não havendo mais perda de estabilidade, somente o ganho na energia produzida. E o aumento da energia solar vai melhorar a estabilidade.

5.3.4 Estabilidade - Sazonal

A estabilidade sazonal foi avaliada para o mix, novamente dividindo o ano nas estações climáticas. Os resultados para os mixes de mesma capacidade instalada para todas as diferentes configurações das usinas solares podem ser vistos na tabela 25.

Na escala sazonal e capacidades instaladas iguais, dentro de uma mesma estação, há pouca variação na estabilidade relativa ou absoluta. Porém, entre as estações, a estabilidade varia muito. A pior estabilidade ocorre no verão, principalmente por conta da baixa estabilidade da hidroelétrica e eólica individuais nessa estação. Dessa forma, qualquer que seja a configuração solar, esta sempre provoca um efeito estabilizador. Como as estabilidades absolutas são muito próximas, a comparação da complementaridade relativa, nessa escala de tempo, perde o efeito comparativo.

5.3.5 Despachabilidade

A despachabilidade foi calculada e avaliada para todas as configurações selecionadas previamente.

	Estabilidade Absoluta				Estabilidade Relativa			
	Verão	Outono	Inverno	Primavera	Verão	Outono	Inverno	Primavera
Mix 1H:1S:1W								
$\theta = 0^\circ \beta = 0^\circ$	0,248	0,082	0,045	0,050	0,012	0,033	0,052	0,093
$\theta = 0^\circ \beta = 10^\circ$	0,248	0,081	0,044	0,050	0,011	0,033	0,062	0,076
$\theta = 0^\circ \beta = 20^\circ$	0,249	0,082	0,044	0,052	0,008	0,031	0,069	0,054
$\theta = 0^\circ \beta = 30^\circ$	0,250	0,082	0,044	0,053	0,005	0,026	0,074	0,028
$\theta = 0^\circ \beta = 40^\circ$	0,251	0,083	0,044	0,055	0,000	0,017	0,076	0,000
$\theta = 0^\circ$ rastreo eixo NS	0,245	0,079	0,044	0,049	0,022	0,062	0,072	0,111
$\theta = 0^\circ$ rastreo eixo LO	0,247	0,081	0,044	0,049	0,016	0,043	0,062	0,103
$\theta = 90^\circ \beta = 10^\circ$	0,248	0,082	0,045	0,050	0,012	0,033	0,052	0,093
$\theta = 90^\circ \beta = 20^\circ$	0,248	0,082	0,045	0,050	0,012	0,031	0,051	0,091
$\theta = 90^\circ \beta = 30^\circ$	0,249	0,082	0,045	0,050	0,008	0,022	0,047	0,079
$\theta = 90^\circ \beta = 40^\circ$	0,249	0,083	0,045	0,051	0,006	0,015	0,044	0,071
$\theta = 90^\circ$ rastreo eixo NS	0,248	0,082	0,044	0,049	0,013	0,029	0,076	0,101
$\theta = 180^\circ \beta = 10^\circ$	0,248	0,082	0,045	0,049	0,013	0,030	0,041	0,108
$\theta = 180^\circ \beta = 20^\circ$	0,248	0,082	0,046	0,048	0,013	0,024	0,029	0,122
$\theta = 180^\circ \beta = 30^\circ$	0,248	0,083	0,047	0,047	0,012	0,014	0,014	0,132
$\theta = 180^\circ \beta = 40^\circ$	0,248	0,084	0,047	0,047	0,009	0,000	0,000	0,137
$\theta = 180^\circ$ rastreo eixo NS	0,245	0,079	0,045	0,048	0,023	0,061	0,057	0,126
Rastreo eixos NS e LO	0,245	0,079	0,043	0,048	0,024	0,063	0,083	0,124

Tabela 25 – Índices de Estabilidade - Sazonal - Mix Sobradinho
Fonte: Autor

5.3.5.1 Despachabilidade Intra-diário

A Tabela 26 mostra a despachabilidade do sistema híbrido (1:m:n) intra-diário, para diferentes configurações da geração.

Despachabilidade mix - Perfil diário e Ano Padrão		
Tecnologia / Arranjo	Índice de Despachabilidade (diário)	Índice de Despachabilidade (Ano Padrão)
mix(1:1:1)		
$\theta = 0^\circ \beta = 0^\circ$	5,417	1,741
$\theta = 0^\circ \beta = 10^\circ$	5,500	1,839
$\theta = 0^\circ \beta = 20^\circ$	5,473	1,944
$\theta = 0^\circ \beta = 30^\circ$	5,340	2,052
$\theta = 0^\circ \beta = 40^\circ$	5,101	2,165
$\theta = 0^\circ$ Rastreo eixo NS	6,290	1,761
$\theta = 0^\circ$ Rastreo eixo LO	5,771	1,739

Continua na próxima página

Despachabilidade mix - Perfil diário e Ano Padrão		
Tecnologia / Arranjo mix(1:1:1)	Índice de Despachabilidade (diário)	Índice de Despachabilidade (Ano Padrão)
$\theta = 90^\circ \beta = 10^\circ$	5,417	1,741
$\theta = 90^\circ \beta = 20^\circ$	5,734	1,753
$\theta = 90^\circ \beta = 30^\circ$	6,045	1,796
$\theta = 90^\circ \beta = 40^\circ$	5,997	1,824
$\theta = 90^\circ$ Rastreio eixo NS	5,914	1,824
$\theta = 180^\circ \beta = 10^\circ$	5,270	1,646
$\theta = 180^\circ \beta = 20^\circ$	5,018	1,578
$\theta = 180^\circ \beta = 30^\circ$	4,652	1,522
$\theta = 180^\circ \beta = 40^\circ$	4,156	1,481
$\theta = 180^\circ$ Rastreio eixo NS	6,113	1,640
Rastreio eixo NS e LO	6,516	1,749
Diversas proporções para $\theta = 0^\circ \beta = 0^\circ$		
1,5 eólica + 0 solar + 1 hidroelétrica	6,71	3,530
0 eólica + 1,5 solar + 1 hidroelétrica	12,50	3,370
0,5 solar + 0,5 eólica + 1 hidroelétrica	4,28	1,320

Tabela 26 – Despachabilidade mix - Perfil diário e Ano Padrão

Fonte: Autor

As principais conclusões em relação ao efeito das diversas configurações FV na despachabilidade do sistema hídrico são:

- Em relação ao sistema fixo e configuração (1:1:1), as melhores despachabilidades são atingidas por configurações com azimute 180° , com significativo aperfeiçoamento da ordem de 19%, no caso da inclinação em relação a horizontal 40° ;
- De forma geral o mix (1:1:1) que possuem a usina solar com as configurações com rastreamento produzem mais energia, mas, do ponto de vista da despachabilidades elas pioram;
- O mix (1;0,5:0,5), que é um intermediário relação ao puro eólico (1:0:0,5) e ao puro solar (1:0,5:0), traduz a melhor despachabilidade suavizando de forma marcante os índices das configurações extremas

A figura 47 representa o balanço energético dos mixes selecionados para exposição nesta seção.

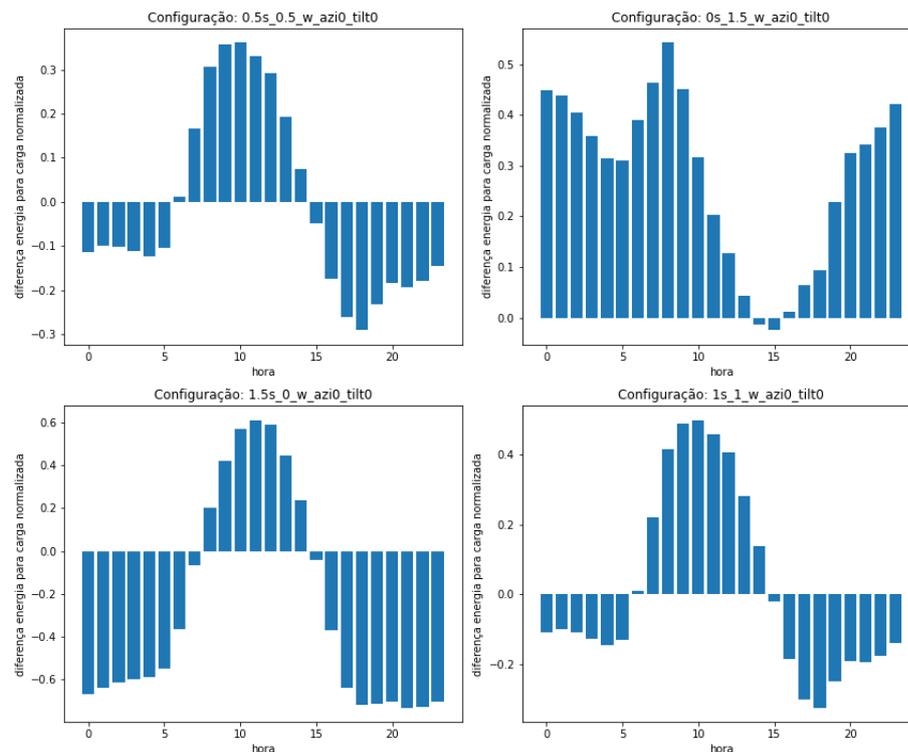


Figura 47 – Perfil - Diário - Balanço Energético mix escolhidos - Sobradinho
Fonte: Autor

A segunda figura, configuração (1:0:1,5), está mostrando que praticamente durante todo o dia e noite o sistema está gerando excesso de energia. A terceira figura, configuração (1:1,5:0) mostra que durante o dia está gerando em excesso e, à noite, em déficit, assim, requisitando uma enorme quantidade de energia de reserva. A quarta figura com configuração (1:1:1) mostra que durante o dia a energia gerada em excesso é menor e que as reservas necessárias para a noite são menores, consequência do efeito benéfico da geração

complementar eólica e solar. A primeira figura espelha qualitativamente as conclusões da quarta figura.

Em resumo, os mixes com proporções mais próximas da igualdade se mostraram como os melhores valores médios de despachabilidade. Na literatura mundial, a geração em excesso é denominada 'contingenciamento' (curtailment) e a geração em déficit como 'reserva'.

A figura 48 ilustra a variação da despachabilidade em relação à razão capacidade eólica/capacidade solar na escala horária para diversas capacidades solares. Essa forma de apresentação de resultados é interessante porque, dado um índice de despachabilidade, é possível definir uma relação de capacidades entre eólica e solar. Assim, por exemplo, se for estabelecido um índice de despacho 3, a relação eólica-solar será próxima a 1,35, onde a capacidade da solar foi de 525 MW, ou seja, metade da capacidade hidrelétrica instalada.

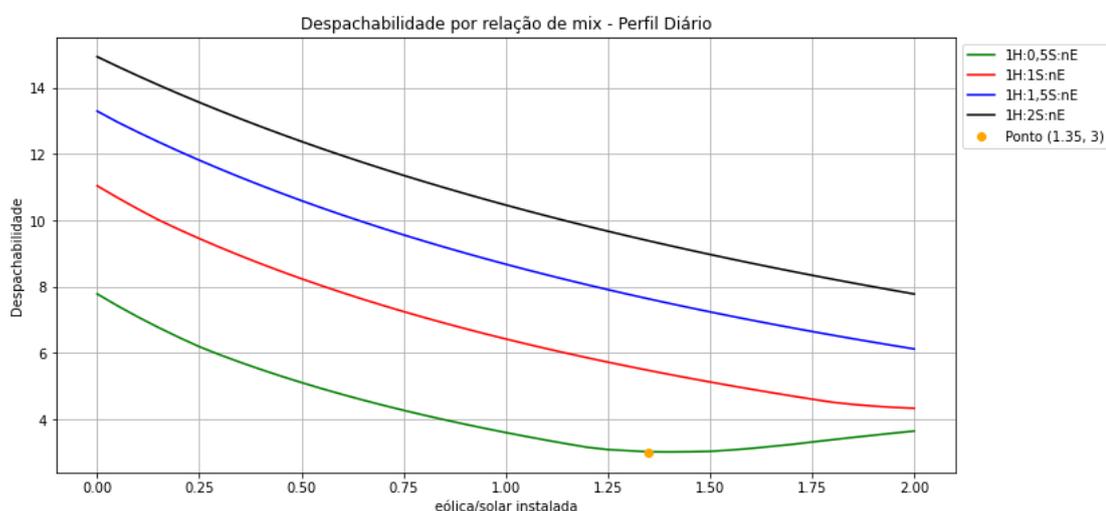


Figura 48 – Despachabilidade do sistema híbrido em função da relação eólica / solar - perfil diário- Sobradinho

Fonte: Autor

5.3.5.2 Despachabilidade - Ano Padrão

A despachabilidade do ano padrão pode ser vista na terceira coluna da tabela 26. Na escala sazonal ocorre algo semelhante à escala anterior, a configuração de azimute igual a 180° e inclinação igual a 40° é a que melhor produz despachabilidade (quando as proporções das usinas instaladas são iguais), alcançando uma despachabilidade de 1,481 na escala de tempo sazonal. De forma geral, nessa escala temporal, as usinas solares com altos fatores de capacidade também possuem bons valores de despachabilidade, superando até mesmo as configurações com rastreamento em até 10%. Novamente, os mixes com maiores FC não refletem necessariamente em maiores despachabilidades. A configuração 1:0,5:0,5 é a que possui melhor despachabilidade, favorecendo a afirmação de que os mixes equilibrados possuem melhor desempenho.

A figura 49 representa o balanço energético dos mixes selecionados para a escala de tempo sazonal.

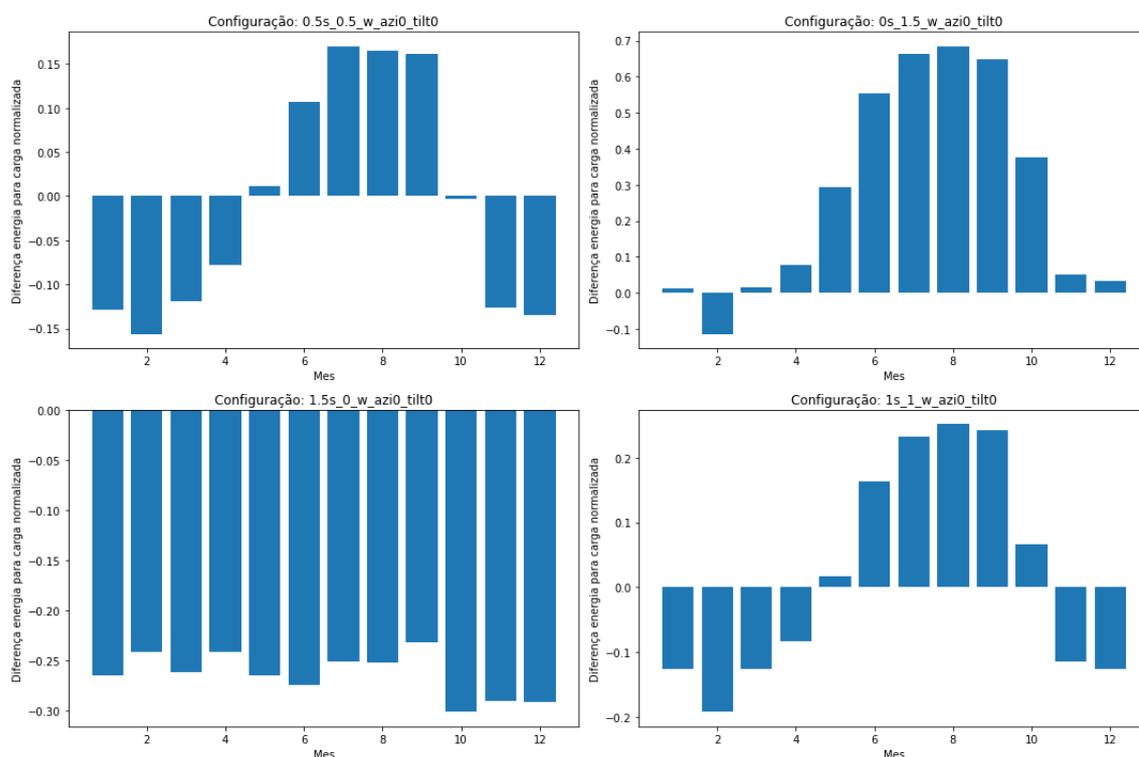


Figura 49 – Ano Padrão Balanço Energético mix escolhidos - Sobradinho
 Fonte: Autor

A segunda figura, configuração (1:0:1,5), está mostrando que praticamente em todos os meses o sistema está gerando com excesso de energia. A terceira figura, configuração (1:1,5:0) mostra que durante todos os meses do ano o sistema está gerando com déficit de energia, requisitando uma enorme quantidade de energia de reserva. A quarta figura com configuração (1:1:1) mostra o valor adicionado pela mistura; então, no período de abril a outubro não há déficit de energia e nesse mesmo período o excesso é reduzido. A primeira figura espelha o comportamento da quarta, porém com índice de despachabilidade melhor. O conjunto das figuras demonstra o efeito benéfico da mistura energética no que concerne à despachabilidade.

A figura 50 ilustra a variação da despachabilidade em relação à capacidade eólica/capacidade solar (m/n) na escala Ano Padrão.

A Figura 49 mostra um mínimo da despachabilidade em relação ao parâmetro m/n, na região 0,25 a 0,50. Também é possível perceber que quanto maior a capacidade instalada, melhor a despachabilidade. Cabe ressaltar, porém, que existe um limitador para a capacidade instalada, que é a capacidade de transmissão.

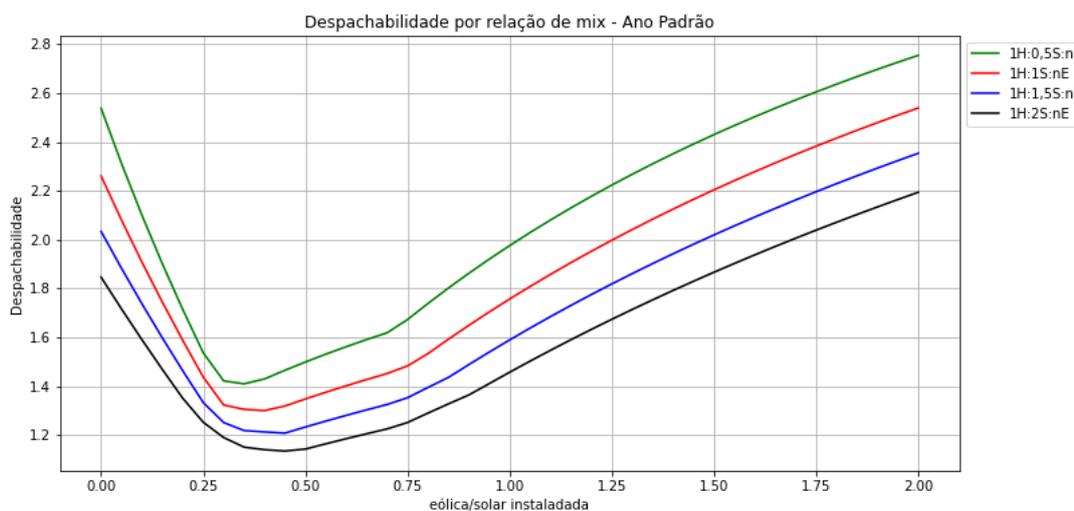


Figura 50 – Despachabilidade vs relação capacidade eólica / solar para Ano Padrão-Sobradinho

Fonte: Autor

5.3.6 Despachabilidade - Sazonal

A despachabilidade sazonal foi avaliada nas estações climáticas e pode ser vista na tabela 27.

Tabela 27 – Despachabilidade - Sazonal - Mix Sobradinho

Configuração Mix 1:1:1	Despachabilidade			
	Inverno	Outono	Primavera	Verão
$\theta = 0^\circ, \beta = 0^\circ$	4,37	2,70	3,02	2,47
$\theta = 0^\circ, \beta = 10^\circ$	4,61	2,61	2,93	2,41
$\theta = 0^\circ, \beta = 20^\circ$	4,85	2,54	2,85	2,38
$\theta = 0^\circ, \beta = 30^\circ$	5,10	2,54	2,77	2,45
$\theta = 0^\circ, \beta = 40^\circ$	5,35	2,57	2,69	2,55
$\theta = 0^\circ$ rastreio eixo NS	4,51	2,38	2,94	2,33
$\theta = 0^\circ$ rastreio eixo LO	4,42	2,59	2,97	2,44
$\theta = 90^\circ, \beta = 10^\circ$	4,37	2,70	3,02	2,47
$\theta = 90^\circ, \beta = 20^\circ$	4,40	2,70	2,99	2,47
$\theta = 90^\circ, \beta = 30^\circ$	4,49	2,74	2,94	2,49
$\theta = 90^\circ, \beta = 40^\circ$	4,54	2,78	2,92	2,51

Continua na próxima página

Configuração Mix 1:1:1	Despachabilidade			
	Inverno	Outono	Primavera	Verão
$\theta = 90^\circ$ rastreio eixo NS	4,71	2,66	2,78	2,49
$\theta = 180^\circ, \beta = 10^\circ$	4,13	2,80	3,10	2,57
$\theta = 180^\circ, \beta = 20^\circ$	3,89	2,93	3,18	2,68
$\theta = 180^\circ, \beta = 30^\circ$	3,67	3,09	3,25	2,81
$\theta = 180^\circ, \beta = 40^\circ$	3,48	3,26	3,31	2,94
$\theta = 180^\circ$ rastreio eixo NS	4,19	2,50	3,07	2,43
Rastreio eixos NS e LO	4,55	2,38	2,87	2,36
Solar padrão mix: 1:1,5:0	1,07	0,77	1,19	0,71
Solar padrão mix: 1:0:1,5	4,76	2,49	3,50	4,32

Fonte: Autor

Para todas as configurações, a despachabilidade foi pior no inverno. Provavelmente, foi induzida pela irradiação solar, que tem uma forte variação sazonal e que tem o seu mínimo nessa estação. No inverno, o mix de configurações solar com orientação em azimute 180° é significativamente melhor do que outros azimutes. Nas estações outono, primavera e verão, a configuração com azimute zero é superior aos demais. Na comparação entre todas as estações, a geração no verão é que estabelece as melhores despachabilidades.

5.4 Uso Múltiplo da Água e Análise Econômica - Parte IV

5.4.1 Otimização do uso das águas

A otimização do uso das águas para utilização em um momento posterior foi realizada para a lagoa hidroelétrica de Sobradinho nos 10 últimos anos (2014 a 2023), seguindo o fluxograma mostrado na Figura 22. Utilizando as séries históricas da ONS, foi calculado o Ano Padrão ou o Ano Típico, que consiste no valor médio de 10 anos por mês para as variáveis: vazões turbinada, afluyente, vertida e defluente e podem ser vistas na figura 51. Como a vazão vertida é igual a zero, a vazão defluente foi igual à vazão turbinada. Também está exposta na figura a vazão mínima preconizada pela ANA.

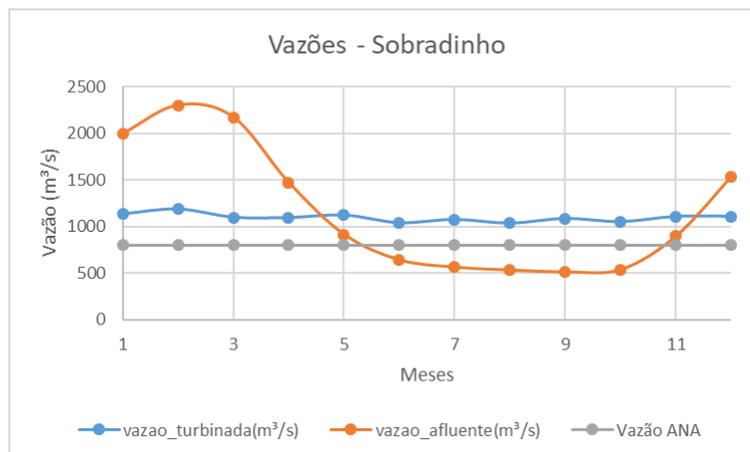


Figura 51 – Vazões Turbinada e Defluente Ano típico - Sobradinho

Fonte: Autor

As recomendações de vazão da ANA para assegurar segurança hídrica e uso múltiplo da água a jusante de Sobradinho, definida em 2004, é de 1.300 m³/s, o que permitiria navegação e também um menor impacto ambiental. Ao longo dos anos, as condições hidrológicas pioraram muito e houve uma seca extrema que iniciou em 2014 e durou até 2017. Num primeiro momento, a ANA autorizou, em caráter provisório, a defluência mínima para 1000 m³/s e sucessivamente para 800, 700 e abaixo de 700 m³/s. Hoje em Sobradinho, a vazão mínima recomendada é 800 m³/s .

A ideia básica aqui foi demonstrar como, em algumas circunstâncias de defluências, parte da energia elétrica gerada hidraulicamente, no período molhado(jan-jun), poderia ser deslocada com geração solar e eólica e a água não usada seria usada posteriormente nos meses secos (jul - dez).

O primeiro passo foi calcular a relação entre o fator de capacidade e a vazão turbinada; em outras palavras, a equivalência da eletricidade gerada e água no período avaliado, figura 52.

O déficit de água no período seco é a diferença entre a vazão turbinada e a vazão preconizada pela ANA, ilustrada na figura 51, quando esta está abaixo da vazão recomendada pela ANA. Sendo assim, o fator de capacidade do mix utilizado para produzir a mesma energia no período molhado, enquanto água é economizada, é uma combinação linear dos fatores de capacidade solar e eólico pelas respectivas capacidades instaladas, dada pela seguinte equação:

$$(FC_{mix})(m + n) = (FC)_e n + (FC)_s m$$

onde: FC_{mix} , $(FC)_e$ e $(FC)_s$ são, respectivamente, fatores de capacidade do sistema híbrido, fator de capacidade da energia eólica e fator de capacidade da energia solar.

A solução do problema foi feita considerando que a usina solar possui azimute igual a 0° e rastreo norte-sul. Os fatores de capacidade determinados anteriormente para

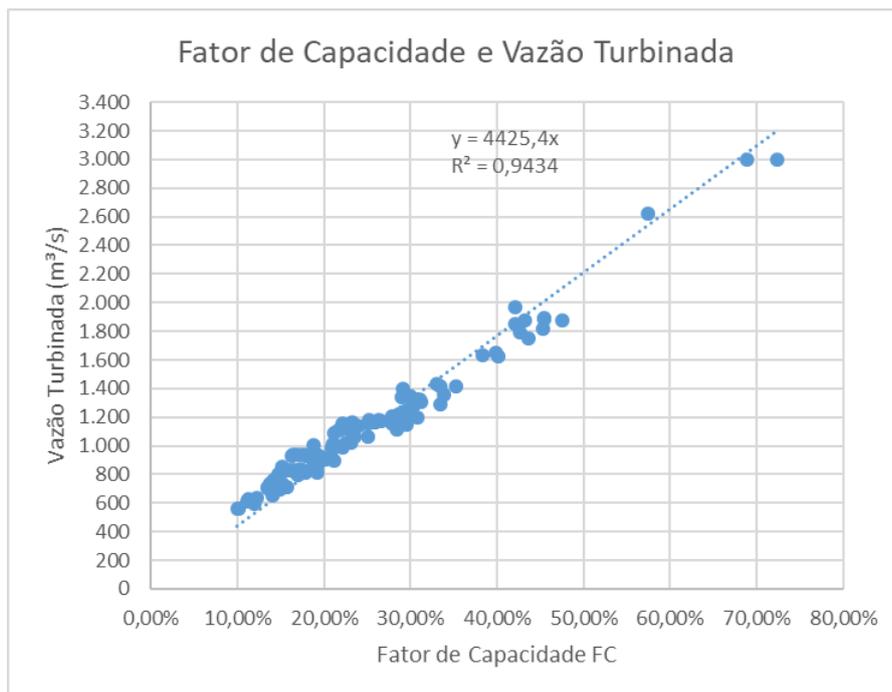


Figura 52 – Relação entre Fator de Capacidade vs Vazão Turbinada - Sobradinho
Fonte: Autor

Sobradinho são 0,524 para eólica e 0,286 para solar.

A figura 53 mostra todas as combinações possíveis das soluções de mixes que conseguem produzir a mesma quantidade de energia de Sobradinho no período molhado, enquanto mantém a vazão normativa. É possível notar que as combinações acima das retas também otimizarão a água desejada e produzirão mais energia. Em outras palavras, os pontos sobre essa reta são as combinações que apresentam as soluções de menor capacidade instalada.

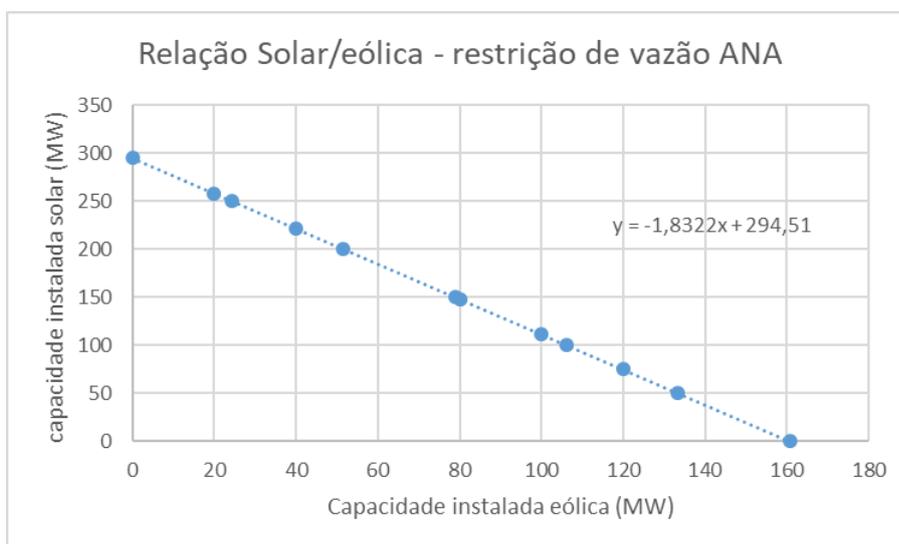


Figura 53 – Solução do mix ideal para manutenção da vazão de 800 m³/s - Sobradinho
Fonte: Autor

Um aumento da capacidade instalada entre 13% (hibridização só com eólica) e 24% (hibridização só com solar) resultaria em uma otimização do uso das águas o suficiente para manter a vazão acima do mínimo de 800 m³/s, durante o ano inteiro, enquanto mantém pelo menos a mesma quantidade de energia produzida.

Foi feita a mesma análise para o ano crítico extremo de 2017. As vazões turbinadas, defluentes, vertidas, podem ser vistas na figura 54.

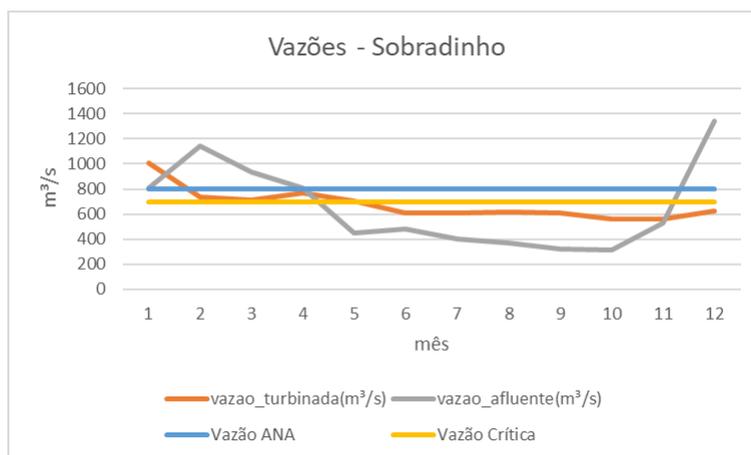


Figura 54 – Vazão Turbinada e Vazão Defluente (2017) - Sobradinho
Fonte: Autor

Nesse ano, a vazão turbinada atingiu 550 m³/s, sendo impossível manter a vazão acima dos 800 m³/s, por isso foram considerados outro nível de restrição: 700 m³/s (restrição severa) , a menor já permitida pela ANA que, embora seja um valor muito baixo, ainda é mais alto do que os praticados em mais da metade do ano de 2017.

Repetindo o procedimento anterior, as respostas estão expostas nas figuras 55 e 56.

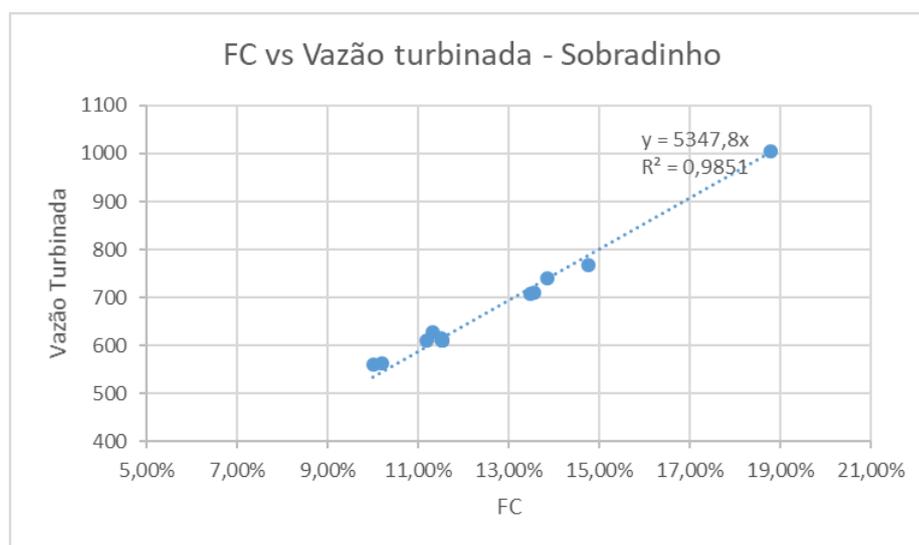


Figura 55 – Relação Fator de Capacidade vs Vazão Turbinada 2017 - Sobradinho
Fonte: Autor

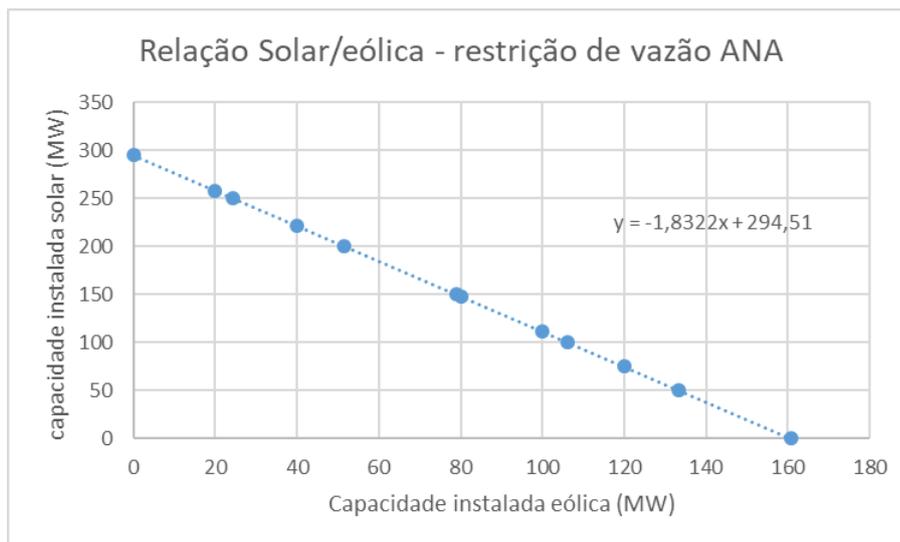


Figura 56 – Solução do mix ideal para manutenção da vazão de 700 m³/s (restrição severa)-Sobradinho

Fonte: Autor

Uma adição equivalente a 160 MW de potência eólica, aproximadamente 15% do fator de capacidade já instalado em Sobradinho, poderia ter mitigado muito os efeitos da seca, enquanto ainda produz a mesma quantidade de energia.

5.4.2 Análise Econômica

Os gráficos do custo nivelado de energia (LCOE) e fator de capacidade de um sistema híbrido em função da razão n/m (capacidade eólica/capacidade solar) podem ser vistos nas figuras 57 e 58 para duas proporções de energia solar diferentes (1 e 0,5). Existem duas situações consideradas em função da disponibilidade de áreas para a instalação dos parques eólico e solar. Como devem ser co-localizadas, é provável que ambas tenham que ser instaladas no lago hidrelétrico. A energia eólica é muito mais intensiva em área do que a solar (1:5 ou mais). Para efeito de comparações, ambos os casos foram considerados, ou seja, instalações terrestres ou flutuantes.

É possível observar o crescimento do fator de capacidade conforme a proporção em que a energia eólica cresce. Quando ambas as usinas eólicas e solar estão em terra firme, o LCOE é menor quanto maior a proporção da usina eólica; caso ambas sejam flutuantes, o inverso acontece. Caso uma fonte energética esteja em terra firme e a outra não, o LCOE é menor conforme a proporção da modalidade em terra firme seja maior.

Os cálculos efetuados consideraram que a usina hidrelétrica de Sobradinho já está amortizada e o seu impacto no LCOE é somente OPEX.

Utilizando proporções menores para embarcar os mixes onde não haja necessidade de adequação da infraestrutura (aumento da capacidade de transmissão), a figura a seguir

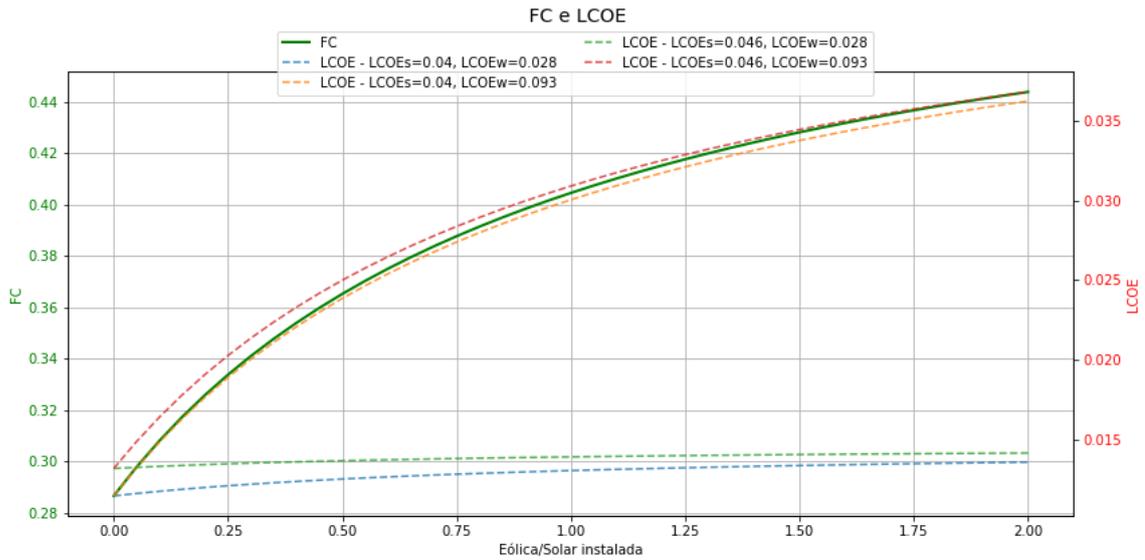


Figura 57 – Fator de Capacidade vs LCOE vs razão eólica/solar- Sobradinho - Mix 1H:1S:nE

Fonte: Autor

foi construída utilizando a proporção 1:0,5:n.

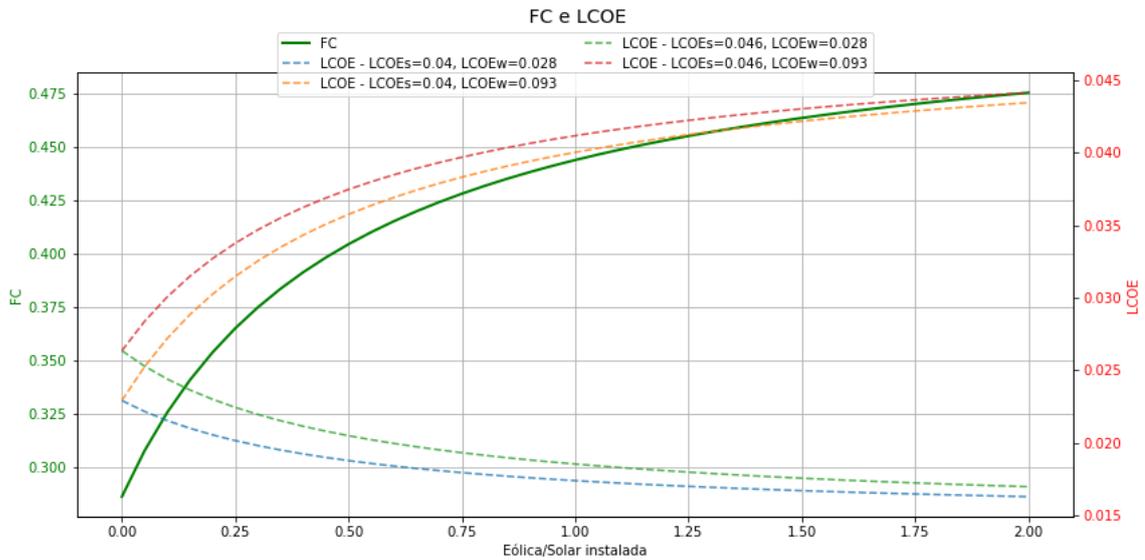


Figura 58 – Fator de Capacidade vs LCOE vs razão eólica/solar- Sobradinho - Mix 1H:0,5S:nE

Fonte: Autor

O comportamento é semelhante ao mix anterior, porém, devido à menor participação solar, a influência desta é menor. As mesmas conclusões quanto à disponibilidade de terreno são verdadeiras nesse mix. O LCOE quando a usina eólica é instalada em terra firme alcança um platô quando a proporção é aproximadamente 1:0,5:0,5, porém, caso a usina eólica seja instalada no lago, o platô somente ocorre quando a proporção é aproximadamente 1:0,5:1,5.

6 Conclusão

Os bancos de dados de irradiação solar e velocidade do vento estimados mediante imagens de satélites (NASA POWER e CAMS) foram comparados e validados por estações meteorológicas terrestres (INMET) localizadas próximas aos empreendimentos energéticos. Os bancos de dados NASA POWER e CAMS mostraram índices de correlação de Pearson próximos de +1 (forte similaridade), principalmente quando as estações se localizavam próximas das usinas hidroelétricas. Desta forma, demonstrou-se que os dados de irradiação solar e eólica da NASA e do CAMS podem ser utilizados de forma confiável quando as análises requererem maior granularidade espacial ou nas regiões adjacentes do semiárido nordestino.

As correlações estatísticas de Pearson, Spearman e Kendall, utilizadas para analisar a complementaridade temporal e espacial dos recursos energéticos e geração de potência somente para as co-localizadas, mostraram de forma geral diferenças relativas pequenas e poderão ser utilizadas com confiança na região alvo. Observou-se que a escala temporal escolhida altera drasticamente a relação de complementariedade. Assim, a relação de complementariedade global foi zero entre o ENA e a radiação solar em todas as localidades analisadas; porém, quando calculada em resolução diária ou mensal, resultou em uma complementariedade forte durante todo o ano, com destaque para os meses de verão, onde a complementariedade é mais forte. Da mesma forma, a correlação entre as energias eólica e hidroelétrica, embora demonstrem grau moderado a fraco de complementariedade global, na escala mensal, mostrou uma forte complementariedade, principalmente em alguns meses específicos onde a vazão da Bacia do São Francisco é baixa. Já a relação entre as energias eólica e solar mostrou-se muito benéfica na escala horária, graças à ocorrência dos ventos noturnos, mitigando assim o problema da "curva pato". A complementariedade global entre a hidráulica e solar foi moderada (-0,33) e muito forte (-0,80) para escala mensal; entre energia solar e eólica uma fraca similaridade global (0,10) e forte complementariedade mensal (-0,60) e, finalmente, entre a hidráulica e eólica uma complementariedade global forte (-0,50) e similaridade mensal, média (0,30-0,40). Dessa forma, ficou claro que há uma complementariedade entre os recursos energéticos solar, eólico e hídrico na Bacia do Rio São Francisco e que alguns pares são adequados para fins de implantação de Sistema de Potência Híbrido com Energias Renováveis (SPHER).

Em relação ao efeito da configuração geométrica ou tecnológica do campo solar na complementariedade energética, observou-se que a variação do ângulo de azimute e da inclinação em relação à horizontal é um fator que impacta tanto a quantidade quanto a forma da produção da energia. Caso o objetivo seja maximizar a produção total de

energia, as configurações com rastreamento no eixo Norte-Sul são as mais indicadas. Nessa situação, o fator de capacidade variou entre 30 e 28,6%. Para efeito de comparação, o FC de uma configuração solar fixa com azimute igual a zero e ângulo de inclinação em relação à horizontal igual a 0 é de 22%.

Na escala horária, quase todas as configurações solares mostraram baixa estabilidade, sendo exceções as configurações de azimute 0° e 180° e rastreamento no eixo NS, que aperfeiçoou a estabilidade absoluta do solar padrão em 13%, ainda assim muito piores que a eólica e a hidroelétrica. Porém, em relação à escala anual (ano padrão), o oposto ocorre: as estabilidades de algumas usinas solares chegam a ser próximas da hidroelétrica (0,050) ou melhor para rastreamento em dois eixos (0,047). Nessa escala, a estabilidade de usina eólica é sempre muito pior do que a solar. Em escala anual, a energia solar tem o efeito estabilizador e, na diária, é a energia eólica; assim, o uso combinado tem como efeito uma sinergia positiva em relação à estabilidade. Em relação à despachabilidade em escala horária, a melhor foi a hidroelétrica e a muito pior a solar, conforme esperado. Porém, na escala do ano padrão, a fonte que acompanha melhor a demanda foi a energia solar, sendo o melhor a configuração com azimute 0° ou 90° com rastreamento em 1 eixo NS. Em resumo, fica claro que algumas configurações geométricas e tecnológicas do campo solar podem afetar positivamente a complementaridade energética, obviamente dependendo da escala temporal e do objetivo da otimização.

Quanto aos SPHER, foi feita uma formulação metodológica unificada que expressou as diferentes variáveis operacionais, tais como Estabilidade, Despachabilidade, otimização do uso da água e custo nivelado de energia em função dos fatores de capacidade e das suas capacidades instaladas. Todas as análises efetuadas foram feitas basicamente para as configurações extremas, hibridização hidráulica-solar e hidráulica-eólica, e um caso central com proporções (1:1:1). O fator de capacidade do SPHER cresce com a adição do energético singelo de maior fator de capacidade e decresce com a adição do energético de menor fator de capacidade. A estabilidade, despachabilidade e o custo nivelado da energia para escala diária e ano padrão foram construídos e expressos em curvas de cada uma dessas variáveis em função da relação entre capacidades instaladas da energia solar e eólica. O mix utilizado (1:m:n) foi concebido como reposicionamento da usina hidrelétrica e, portanto, foi mantida a porção hidrelétrica (1h:m:n). A utilidade dessas curvas é que são ferramentas para estudos exploratórios para projeto conceitual de uma usina híbrida.

No que se refere ao uso múltiplo da água e os problemas decorrentes da seca hidrológica e energética, o estudo mostrou como a gestão anual da água poderia ser feita com auxílio de usinas híbridas solar e eólica em Sobradinho. Utilizando vazões dos últimos 10 anos, foi construído um ano típico e mostrou-se economizando água no período úmido (deslocando a água com energia solar e eólica) e deslocando o seu uso; o período molhado poderia gerar a quantidade de eletricidade histórica e cumprir a vazão defluente

preconizada pela ANA de 800 m^3/s . O dimensionamento do sistema híbrido foi feito e os mixes solar e eólica foram (0:135MW) ou (250 MW :0) que são, respectivamente, 13 e 24% da capacidade instalada atual de Sobradinho. Os mixes intermediários são lineares a esses extremos.

Os custos nivelados da energia foram estimados em dois cenários distintos: eólica e solar com instalação terrestre, eólica e solar com instalação flutuante, e em ambos os casos, considerando a usina hidroelétrica amortizada, portanto somente com custo OPEX. Também a interconexão à linha de transmissão já está construída, por isso, amortizada. Se a instalação for flutuante, o mix largamente favorável é com maior capacidade solar; se for terrestre, o mix mais favorável é a configuração com maior capacidade eólica. A otimização de Sobradinho com energia solar e eólica, considerando a capacidade de transmissão limite, pode contar com o aumento de aproximadamente 75% da capacidade instalada de energia solar ou eólica, e a infraestrutura ainda teria condições de transmitir a energia produzida, um LCOE na faixa de US\$0,014/kWh a US\$0,028/kWh, respectivamente, para ambas as energias com instalação terrestre ou ambas flutuantes.

Finalizando, cabe constatar a complexidade da simulação de SPHER, a necessidade de uma boa base de dados e a necessidade de ferramentas conceituais que permitam obter maior compreensão dos inúmeros aspectos técnicos dos sistemas híbridos. Respondendo às questões colocadas no início deste trabalho, o estudo aprofundou os fundamentos para o desenvolvimento do SPHER na bacia do São Francisco no que concerne à complementaridade de recursos nas localidades das grandes centrais hidroelétricas, e é possível a utilização de usinas híbridas nessas localidades. Porém, o SPHER requer uma cuidadosa seleção de local e otimizações de diversos aspectos de engenharia que foram iniciadas neste projeto e que poderão e/ou deverão ser aperfeiçoados. A limitação principal deste trabalho foi que as análises realizadas somente abarcaram aspectos parciais, ao avaliar cada aspecto individual, ou no máximo em conjunto com o LCOE e não a integração de todos os fatores técnicos, restrições ambientais e econômicas simultaneamente.

Como sugestões para pesquisas futuras:

- Avaliar a complementaridade em usinas reversíveis com armazenamento; analisar o efeito na complementaridade com o uso de turbinas apropriadas para a classe do vento local;
- Integrar os diversos aspectos estudados e iniciar um problema de otimização geral do SPHER;
- Aprofundar a análise do custo nivelado da energia e da questão da otimização do uso da água e iniciar estudos visando o armazenamento bombeado da água com energia solar e eólica contingenciada ou nova;

- Aplicar a metodologia para qualquer localidade onde existam os dados climáticos necessários, com ou sem hidroelétricas.

Referências

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Resolução Normativa ANEEL n^o 954, de 30 de novembro de 2021*. 2021. Acessado em: 19 jan. 2025. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021954.html>>. Citado na página 23.
- AIHARA, R. et al. Impact of operational scheduling of pumped storage power plant considering excess energy and reduction of fuel cost on power supply reliability in a power system with a large penetration of photovoltaic generations. In: IEEE. *2010 International Conference on Power System Technology*. [S.l.], 2010. p. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 46 e 47.
- AL-SAIDI, M.; ELAGIB, N. A. Towards understanding the integrative approach of the water, energy and food nexus. *Science of the Total Environment*, Elsevier, v. 574, p. 1131–1139, 2017. Citado na página 28.
- ALHAMWI, A. et al. Optimal mix of renewable power generation in the mena region as a basis for an efficient electricity supply to europe. In: EDP SCIENCES. *EPJ Web of Conferences*. [S.l.], 2014. v. 79, p. 03004. Citado na página 40.
- ANA. *Agência Nacional das Águas*. 2024. <<https://www.gov.br>>. [Online; accessed 05-02-2024]. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 53.
- ANEEL. *Variação da radiação solar no Brasil*. 2024. <https://www.researchgate.net/figure/Figura-1-Variacao-da-radiacao-solar-no-Brasil-Fonte-ANEEL-2013_fig1_267868450>. Citado na página 54.
- ANILKUMAR, T.; SIMON, S. P.; PADHY, N. P. Residential electricity cost minimization model through open well-pico turbine pumped storage system. *Applied energy*, Elsevier, v. 195, p. 23–35, 2017. Citado na página 47.
- ANJOS, P. S. dos et al. Long-term correlations and cross-correlations in wind speed and solar radiation temporal series from fernando de noronha island, brazil. *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, Elsevier, v. 424, p. 90–96, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 37.
- ANTONANZAS-TORRES, F. et al. Clear sky solar irradiance models: A review of seventy models. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 107, p. 374 – 387, 2019. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119301261>>. Citado na página 48.
- AWAN, A. B. et al. Performance analysis of various hybrid renewable energy systems using battery, hydrogen, and pumped hydro-based storage units. *International Journal of Energy Research*, Wiley Online Library, v. 43, n. 12, p. 6296–6321, 2019. Citado na página 34.
- BECKER, S. et al. Features of a fully renewable us electricity system: Optimized mixes of wind and solar pv and transmission grid extensions. *Energy*, Elsevier, v. 72, p. 443–458, 2014. Citado na página 40.

- BELUCO, A.; de Souza, P. K.; KRENZINGER, A. A dimensionless index evaluating the time complementarity between solar and hydraulic energies. *Renewable Energy*, v. 33, n. 10, p. 2157–2165, 2008. ISSN 0960-1481. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148108000116>>. Citado na página 34.
- BELUCO, A.; Kroeff de Souza, P.; KRENZINGER, A. A method to evaluate the effect of complementarity in time between hydro and solar energy on the performance of hybrid hydro pv generating plants. *Renewable Energy*, v. 45, p. 24–30, 2012. ISSN 0960-1481. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148112001231>>. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 37.
- BELUCO, A.; SOUZA, P. K. de; KRENZINGER, A. A dimensionless index evaluating the time complementarity between solar and hydraulic energies. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 33, n. 10, p. 2157–2165, 2008. Citado 3 vezes nas páginas 32, 35 e 37.
- BEN. *Balanço Energético Nacional*. 2003. [Online; accessed 05-08-2021]. Citado na página 22.
- BEN. *Balanço Energético Nacional*. 2023. [Online; accessed 01-24-2023]. Citado 3 vezes nas páginas 17, 18 e 22.
- BHANDARI, B. et al. A novel off-grid hybrid power system comprised of solar photovoltaic, wind, and hydro energy sources. *Applied Energy*, Elsevier, v. 133, p. 236–242, 2014. Citado na página 35.
- BISWAS, A.; KUMAR, A. Techno-economic optimization of a stand-alone pv/pwhs/battery systems for very low load situation. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, v. 7, n. 2, p. 844–856, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 46 e 47.
- BOLSON, N.; PRIETO, P.; PATZEK, T. Capacity factors for electrical power generation from renewable and nonrenewable sources. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, National Acad Sciences, v. 119, n. 52, p. e2205429119, 2022. Citado na página 48.
- BORBA, E.; BRITO, R. An index assessing the energetic complementarity in time between more than two energy resources. *Energy and Power Engineering*, v. 9, p. 505–514, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 37.
- BRANDÃO, S. Q. et al. Hydropower enhancing the future of variable renewable energy integration: A regional analysis of capacity availability in brazil. *Energies*, MDPI, v. 17, n. 13, p. 3339, 2024. Citado 2 vezes nas páginas 36 e 38.
- CALDEIRA, M. J. V. et al. Using solar energy for complementary energy generation and water level recovery in brazilian hybrid hydroelectricity: An energy and economic study. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 218, p. 119287, 2023. Citado na página 42.
- CAMPOS, É. F. de et al. Hybrid power generation for increasing water and energy securities during drought: Exploring local and regional effects in a semi-arid basin. *Journal of environmental management*, Elsevier, v. 294, p. 112989, 2021. Citado 5 vezes nas páginas 38, 41, 42, 53 e 83.

CAMPOS, R. A.; NASCIMENTO, L. R. do; 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*, Elsevier, v. 221, p. 113160, 2020. Citado na página 42.

CANTÃO, M. P. et al. Evaluation of hydro-wind complementarity in the brazilian territory by means of correlation maps. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 101, p. 1215–1225, 2017. Citado 3 vezes nas páginas 35, 37 e 83.

CANTOR, D.; MESA, O.; OCHOA, A. Complementarity beyond correlation. In: *Complementarity of Variable Renewable Energy Sources*. [S.l.]: Elsevier, 2022. p. 121–141. Citado na página 34.

CARMONA, R. *Statistical analysis of financial data in R*. [S.l.]: Springer, 2014. v. 2. Citado na página 28.

CARPIO, L. G. T. Mitigating the risk of photovoltaic power generation: A complementarity model of solar irradiation in diverse regions applied to brazil. *Utilities Policy*, Elsevier, v. 71, p. 101245, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 36 e 38.

CARVALHO, S. et al. A changing amazon rainforest: Historical trends and future projections under post-paris climate scenarios. *Global and Planetary Change*, Elsevier, v. 195, p. 103328, 2020. Citado na página 20.

CHAUDHARY, P.; RIZWAN, M. Energy management supporting high penetration of solar photovoltaic generation for smart grid using solar forecasts and pumped hydro storage system. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 118, p. 928–946, 2018. Citado na página 47.

DEHGHANI, F.; SHAFIYI, M. A. Integration of hybrid renewable energy sources with the power system considering their economic complementarity. *IET Renewable Power Generation*, Wiley Online Library, v. 17, n. 15, p. 3638–3650, 2023. Citado na página 66.

DENHOLM, P. et al. *Overgeneration from solar energy in california. a field guide to the duck chart*. [S.l.], 2015. Citado na página 27.

DIAWUO, F. A.; AMANOR, R. T. Need for pumped hydro energy storage systems. In: *Pumped Hydro Energy Storage for Hybrid Systems*. [S.l.]: Elsevier, 2023. p. 23–41. Citado na página 39.

EMBER, w. m. p. b. O. W. i. D. *Electricity generation from bioenergy – Ember and Energy Institute*. [S.l.]: Ember, 2024. [dataset]. Ember, “Yearly Electricity Data” [original data]. Citado na página 17.

ENERGYDATA.INFO. *Global Wind Atlas*. 2024. <<https://globalwindatlas.info/en>>. Citado na página 54.

(EPE), E. de P. E. *Caderno de preços da geração 2021*. [S.l.], 2021. Acessado em novembro de 2024. Citado na página 76.

ESPINOZA, J.-C. et al. The new record of drought and warmth in the amazon in 2023 related to regional and global climatic features. *Scientific Reports*, Nature Publishing Group UK London, v. 14, n. 1, p. 8107, 2024. Citado na página 19.

- FERREIRA, H. L. et al. Characterisation of electrical energy storage technologies. *Energy*, Elsevier, v. 53, p. 288–298, 2013. Citado na página 51.
- FRANCOIS, B. et al. Complementarity between solar and hydro power: Sensitivity study to climate characteristics in northern-italy. *Renewable energy*, Elsevier, v. 86, p. 543–553, 2016. Citado na página 40.
- FRANÇOIS, B. et al. Increasing climate-related-energy penetration by integrating run-of-the river hydropower to wind/solar mix. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 87, p. 686–696, 2016. Citado na página 35.
- GAO, J. et al. Optimal model for complementary operation of a photovoltaic-wind-pumped storage system. *Mathematical Problems in Engineering*, Hindawi, v. 2018, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 40.
- GONG, Y. et al. Deriving pack rules for hydro–photovoltaic hybrid power systems considering diminishing marginal benefit of energy. *Applied Energy*, Elsevier, v. 304, p. 117858, 2021. Citado na página 39.
- GUEZGOUZ, M.; JURASZ, J.; BEKKOUCHE, B. Techno-economic and environmental analysis of a hybrid pv-wt-psh/bb standalone system supplying various loads. *Energies*, MDPI, v. 12, n. 3, p. 514, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 35.
- HAIKARAINEN, C.; PETTERSSON, F.; SAXÉN, H. Optimising the regional mix of intermittent and flexible energy technologies. *Journal of Cleaner Production*, Elsevier, v. 219, p. 508–517, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 40.
- HAN, S. et al. Quantitative evaluation method for the complementarity of wind–solar–hydro power and optimization of wind–solar ratio. *Applied energy*, Elsevier, v. 236, p. 973–984, 2019. Citado na página 32.
- HARRISON-ATLAS, D. et al. Temporal complementarity and value of wind-pv hybrid systems across the united states. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 201, p. 111–123, 2022. Citado na página 40.
- HASSAN, Q. et al. A review of hybrid renewable energy systems: Solar and wind-powered solutions: Challenges, opportunities, and policy implications. *Results in Engineering*, Elsevier, p. 101621, 2023. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 65.
- HINO, T.; LEJEUNE, A. Pumped storage hydropower developments. Elsevier, 2012. Citado na página 51.
- HOICKA, C. E.; ROWLANDS, I. H. Solar and wind resource complementarity: Advancing options for renewable electricity integration in ontario, canada. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 36, n. 1, p. 97–107, 2011. Citado na página 40.
- HOWLADER, H. O. R. et al. Optimal thermal unit commitment for solving duck curve problem by introducing csp, psh and demand response. *IEEE Access*, IEEE, v. 6, p. 4834–4844, 2018. Citado na página 27.
- HUANG, K. et al. Improving complementarity of a hybrid renewable energy system to meet load demand by using hydropower regulation ability. *Energy*, Elsevier, v. 248, p. 123535, 2022. Citado na página 40.

- INITIATIVE, W. W. et al. Water security: The water-food-energy-climate nexus. In: *World Economic Forum Water Initiative*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 39. Citado na página 27.
- INMET. *Instituto Nacional de Meteorologia*. 2024. <<https://portal.inmet.gov.br>>. Citado na página 58.
- IPCC. *Intergovernmental Panel on Climate Change*. 2023. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/downloads/report/IPCC_AR6_SYR_LongerReport.pdf>. [Online; accessed 05-02-2024]. Citado na página 53.
- JONG, P. D. et al. Hydroelectric production from brazil's são francisco river could cease due to climate change and inter-annual variability. *Science of the Total Environment*, Elsevier, v. 634, p. 1540–1553, 2018. Citado na página 20.
- JONG, P. de et al. The impact of regional climate change on hydroelectric resources in south america. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 173, p. 76–91, 2021. Citado na página 20.
- JONG, P. de et al. Integrating large scale wind power into the electricity grid in the northeast of brazil. *Energy*, Elsevier, v. 100, p. 401–415, 2016. Citado 4 vezes nas páginas 37, 40, 42 e 83.
- JURASZ, J. Modeling and forecasting energy flow between national power grid and a solar–wind–pumped-hydroelectricity (pv–wt–psh) energy source. *Energy conversion and management*, Elsevier, v. 136, p. 382–394, 2017. Citado 3 vezes nas páginas 35, 44 e 45.
- JURASZ, J.; BELUCO, A.; CANALES, F. A. The impact of complementarity on power supply reliability of small scale hybrid energy systems. *Energy*, Elsevier, v. 161, p. 737–743, 2018. Citado na página 30.
- JURASZ, J. et al. A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions. *Solar Energy*, Elsevier, v. 195, p. 703–724, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 59 e 70.
- JURASZ, J. et al. Complementarity of wind and solar power in north africa: Potential for alleviating energy droughts and impacts of the north atlantic oscillation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 191, p. 114181, 2024. Citado na página 36.
- JURASZ, J.; MIKULIK, J. A strategy for the photovoltaic-powered pumped storage hydroelectricity. *Energy & Environment*, SAGE Publications Sage UK: London, England, v. 28, n. 5-6, p. 544–563, 2017. Citado na página 47.
- KAHN, E. Reliability of wind power from dispersed sites: A preliminary assessment. 1978. Citado na página 34.
- KOCAMAN, A. S.; MODI, V. Value of pumped hydro storage in a hybrid energy generation and allocation system. *Applied energy*, Elsevier, v. 205, p. 1202–1215, 2017. Citado na página 46.
- KUMAR, D. S. et al. Solar irradiance resource and forecasting: a comprehensive review. *IET Renewable Power Generation*, IET, v. 14, n. 10, p. 1641–1656, 2020. Citado na página 48.

- KUSAKANA, K. Optimal operation scheduling of grid-connected pv with ground pumped hydro storage system for cost reduction in small farming activities. *Journal of Energy Storage*, Elsevier, v. 16, p. 133–138, 2018. Citado na página 47.
- LEI, H. et al. Frequency, duration, severity of energy drought and its propagation in hydro-wind-photovoltaic complementary systems. *Renewable Energy*, Elsevier, p. 120845, 2024. Citado na página 39.
- LEMOS, H. F. de. *Estudos de Repotenciação de Usinas Hidrelétricas por meio da Motorização de Poços Vazios Existentes*. [S.l.]: Universidade Estadual de Campinas Campinas, 2014. Citado na página 23.
- LINDBERG, O. et al. Review on power-production modeling of hybrid wind and pv power parks. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, AIP Publishing, v. 13, n. 4, 2021. Citado na página 41.
- LIU, L. et al. Optimizing wind/solar combinations at finer scales to mitigate renewable energy variability in china. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 132, p. 110151, 2020. Citado na página 67.
- LUZ, T. J. d.; VILA, C. U.; AOKI, A. R. Complementarity between renewable energy sources and regions-brazilian case. *Brazilian Archives of Biology and Technology*, SciELO Brasil, v. 66, p. e23220442, 2023. Citado 2 vezes nas páginas 36 e 38.
- MA, T. et al. Optimal design of an autonomous solar–wind-pumped storage power supply system. *Applied Energy*, Elsevier, v. 160, p. 728–736, 2015. Citado na página 34.
- MA, T. et al. Pumped storage-based standalone photovoltaic power generation system: Modeling and techno-economic optimization. *Applied energy*, Elsevier, v. 137, p. 649–659, 2015. Citado na página 47.
- MANFRIDA, G.; SECCHI, R. Seawater pumping as an electricity storage solution for photovoltaic energy systems. *Energy*, Elsevier, v. 69, p. 470–484, 2014. Citado na página 46.
- MANOLAKOS, D. et al. A stand-alone photovoltaic power system for remote villages using pumped water energy storage. *Energy*, Elsevier, v. 29, n. 1, p. 57–69, 2004. Citado na página 46.
- MARCOS, J. et al. Smoothing of pv power fluctuations by geographical dispersion. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Wiley Online Library, v. 20, n. 2, p. 226–237, 2012. Citado na página 32.
- MEDINA, C.; ANA, C. R. M.; GONZÁLEZ, G. Transmission grids to foster high penetration of large-scale variable renewable energy sources—a review of challenges, problems, and solutions. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, v. 12, n. 1, p. 146–169, 2022. Citado na página 49.
- MENSAH, J. H. R. et al. Energy and economic study of using pumped hydropower storage with renewable resources to recover the furnas reservoir. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 199, p. 320–334, 2022. Citado 2 vezes nas páginas 40 e 42.

- MIAO, M. et al. Research on optimizing operation of hybrid pv power and pumped hydro storage system. *Energy Procedia*, Elsevier, v. 118, p. 110–118, 2017. Citado na página 47.
- MIGLIETTA, M. M.; HULD, T.; MONFORTI-FERRARIO, F. Local complementarity of wind and solar energy resources over europe: an assessment study from a meteorological perspective. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, v. 56, n. 1, p. 217–234, 2017. Citado na página 32.
- MILLS, A.; WISER, R.; PORTER, K. *The Cost of Transmission for Wind Energy: A Review of Transmission Planning Studies. LBNL-1417E. Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory*. 2009. Citado na página 49.
- MODELS.COM, W. turbine. *Siemens SWT-2.3-113 Wind Turbine*. n.d. Accessed: 2024-12-18. Disponível em: <<https://en.wind-turbine-models.com/turbines/110-siemens-swt-2.3-113>>. Citado na página 61.
- MÜLLER, S. et al. The power of transformation. *Wind, sun and the economics of flexible power systems. Paris: International Energy Agency (IEA)*, 2014. Citado na página 49.
- MUÑOZ-PINCHEIRA, J. L. et al. Temporal complementarity analysis of wind and solar power potential for distributed hybrid electric generation in chile. *Energies*, MDPI, v. 17, n. 8, p. 1890, 2024. Citado na página 35.
- NAEEM, A. et al. Maximizing the economic benefits of a grid-tied microgrid using solar-wind complementarity. *Energies*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 12, n. 3, p. 395, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 32.
- NASCIMENTO, M. M. de S. et al. Offshore wind and solar complementarity in brazil: A theoretical and technical potential assessment. *Energy Conversion and Management*, Elsevier, v. 270, p. 116194, 2022. Citado 2 vezes nas páginas 36 e 38.
- NIU, S. et al. Impact of renewable energy penetration rate on power system transient voltage stability. *Energy Reports*, Elsevier, v. 8, p. 487–492, 2022. Citado na página 50.
- NOGUEIRA, E. C.; MORAIS, R. C.; JR, A. O. P. Offshore wind power potential in brazil: Complementarity and synergies. *Energies*, MDPI, v. 16, n. 16, p. 5912, 2023. Citado 3 vezes nas páginas 36, 38 e 39.
- (NREL), N. R. E. L. *Annual Technology Baseline (ATB) 2024*. 2024. <<https://atb.nrel.gov/electricity/2024/index>>. Accessed: 2024-12-13. Citado 2 vezes nas páginas 66 e 76.
- (NREL), N. R. E. L. *System Advisor Model (SAM) Database*. n.d. Accessed: 2024-12-18. Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/>>. Citado na página 64.
- OEL, P. R. V. Hybrid hydro-solar power generation for increasing water and energy securities in the são francisco river: Exploring local and regional effects during a severe drought. *CEP*, v. 12, p. 010, 2021. Citado na página 49.
- ONS. *Operador Nacional do Sistema Elétrico*. 2021. <<http://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/reservatorios>>. Accessed: 2021-08-09. Citado 7 vezes nas páginas 18, 19, 21, 27, 54, 56 e 70.

- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). *Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do Sistema Interligado Nacional – Ciclo 2023-2027 – PAR/PEL 2022*. Rio de Janeiro, 2022. Citado na página 22.
- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). *Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do Sistema Interligado Nacional – Ciclo 2025-2029 – PAR/PEL 2024*. Rio de Janeiro, 2024. Citado na página 22.
- OUTLOOK, A. E. et al. Energy information administration. *Department of Energy*, v. 92010, n. 9, p. 1–15, 2010. Citado na página 48.
- PAHL-WOSTL, C. Governance of the water-energy-food security nexus: A multi-level coordination challenge. *Environmental Science & Policy*, Elsevier, v. 92, p. 356–367, 2019. Citado na página 28.
- PEDRUZZI, R. et al. Review of mapping analysis and complementarity between solar and wind energy sources. *Energy*, Elsevier, p. 129045, 2023. Citado na página 34.
- PETRAKOPOULOU, F.; ROBINSON, A.; LOIZIDOU, M. Simulation and analysis of a stand-alone solar-wind and pumped-storage hydropower plant. *Energy*, Elsevier, v. 96, p. 676–683, 2016. Citado na página 35.
- QIN, B. et al. Impact of renewable energy penetration rate on power system frequency stability. *Energy Reports*, Elsevier, v. 8, p. 997–1003, 2022. Citado na página 50.
- REHMAN, S.; AL-HADHRAMI, L. M.; ALAM, M. M. Pumped hydro energy storage system: A technological review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 44, p. 586–598, 2015. Citado na página 51.
- ROSA, C. d. O. C. S. et al. Assessing complementarity and optimising the combination of intermittent renewable energy sources using ground measurements. *Journal of Cleaner Production*, Elsevier, v. 258, p. 120946, 2020. Citado na página 37.
- ROSA, C. D. O. C. S. et al. Complementarity of hydro, photovoltaic, and wind power in rio de janeiro state. *Sustainability*, MDPI, v. 9, n. 7, p. 1–12, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 37.
- SAM. *System Advisor Model*. 2024. <<https://sam.nrel.gov/about-sam.html>>. Citado na página 65.
- SCHMIDT, J.; CANCELLA, R.; JR, A. O. P. An optimal mix of solar pv, wind and hydro power for a low-carbon electricity supply in brazil. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 85, p. 137–147, 2016. Citado 4 vezes nas páginas 34, 37, 40 e 42.
- SHABANI, M.; MAHMOUDIMEHR, J. Influence of climatological data records on design of a standalone hybrid pv-hydroelectric power system. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 141, p. 181–194, 2019. Citado na página 47.
- SHANER, M. R. et al. Geophysical constraints on the reliability of solar and wind power in the united states. *Energy & Environmental Science*, The Royal Society of Chemistry, v. 11, n. 4, p. 914–925, 2018. Citado na página 29.

- SILVA, A. R. et al. Complementarity of brazil s hydro and offshore wind power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 56, p. 413–427, 2016. Citado 3 vezes nas páginas 32, 35 e 37.
- SIMPSON, G. B.; JEWITT, G. P. The development of the water-energy-food nexus as a framework for achieving resource security: a review. *Frontiers in Environmental Science*, Frontiers Media SA, v. 7, p. 8, 2019. Citado na página 28.
- SOUZA, N. B. P. de et al. Long-range correlations of the wind speed in a northeast region of brazil. *Energy*, Elsevier, v. 243, p. 122742, 2022. Citado na página 34.
- STERL, S. et al. A new approach for assessing synergies of solar and wind power: implications for west africa. *Environmental Research Letters*, IOP Publishing, v. 13, n. 9, p. 094009, 2018. Citado 4 vezes nas páginas 40, 66, 68 e 69.
- SUN, X. et al. Worldwide performance assessment of 75 global clear-sky irradiance models using principal component analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 111, p. 550–570, 2019. Citado na página 48.
- TEOTÓNIO, C. et al. Assessing the impacts of climate change on hydropower generation and the power sector in portugal: A partial equilibrium approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 74, p. 788–799, 2017. Citado na página 36.
- TRENBERTH, K. E. et al. Global warming and changes in drought. *Nature Climate Change*, Nature Publishing Group UK London, v. 4, n. 1, p. 17–22, 2014. Citado na página 19.
- USEIA. *Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2023*. 2023. [Online; accessed 24-01-2024]. Citado na página 18.
- WANG, X. et al. Integrating wind, photovoltaic, and large hydropower during the reservoir refilling period. *Energy Conversion and Management*, Elsevier, v. 198, p. 111778, 2019. Citado na página 40.
- WANG, X. et al. Integrating wind and photovoltaic power with dual hydro-reservoir systems. *Energy Conversion and Management*, Elsevier, v. 257, p. 115425, 2022. Citado na página 35.
- WANG, Z. et al. Coordinated operation of conventional hydropower plants as hybrid pumped storage hydropower with wind and photovoltaic plants. *Energy Conversion and Management*, Elsevier, v. 277, p. 116654, 2023. Citado 4 vezes nas páginas 24, 35, 39 e 40.
- WATARI, D.; TANIGUCHI, I.; ONOYE, T. Duck curve aware dynamic pricing and battery scheduling strategy using reinforcement learning. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, 2023. Citado na página 26.
- WINDPOWERLIB. *Wind Power Lib*. 2024. <<https://windpowerlib.readthedocs.io/en/stable/>>. Citado na página 61.
- XU, L.; WANG, Z.; LIU, Y. The spatial and temporal variation features of wind-sun complementarity in china. *Energy Conversion and Management*, Elsevier, v. 154, p. 138–148, 2017. Citado na página 32.

- XU, X. et al. Optimal operation of photovoltaic-pump hydro storage hybrid system. In: IEEE. *2018 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*. [S.l.], 2018. p. 194–199. Citado na página 46.
- YIMEN, N. et al. Analyzing of a photovoltaic/wind/biogas/pumped-hydro off-grid hybrid system for rural electrification in sub-saharan africa—case study of djoundé in northern cameroon. *Energies*, MDPI, v. 11, n. 10, p. 2644, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 40.
- ZAIDI, A. Z.; KHAN, M. Identifying high potential locations for run-of-the-river hydroelectric power plants using gis and digital elevation models. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 89, p. 106–116, 2018. Citado na página 48.
- ZHANG, H. et al. Quantitative synergy assessment of regional wind-solar energy resources based on merra reanalysis data. *Applied energy*, Elsevier, v. 216, p. 172–182, 2018. Citado na página 40.
- ZHANG, L. et al. A multiobjective robust scheduling optimization mode for multienergy hybrid system integrated by wind power, solar photovoltaic power, and pumped storage power. *Mathematical Problems in Engineering*, Hindawi, v. 2017, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 40.
- ZHANG, X. et al. Short-term optimal operation of a wind-pv-hydro complementary installation: Yalong river, sichuan province, china. *Energies*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 11, n. 4, p. 868, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 40 e 70.
- ZHOU, S. et al. A novel multi-objective scheduling model for grid-connected hydro-wind-pv-battery complementary system under extreme weather: A case study of sichuan, china. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 212, p. 818–833, 2023. Citado 3 vezes nas páginas 24, 35 e 39.
- ZHOU, Y. et al. Capacity evaluation of hydropower for accommodating wind-photovoltaic power generation in the dry season. *IET Renewable Power Generation*, Wiley Online Library, v. 17, n. 14, p. 3424–3441, 2023. Citado na página 70.
- ZHOU, Y.; ZHAO, J.; ZHAI, Q. 100% renewable energy: A multi-stage robust scheduling approach for cascade hydropower system with wind and photovoltaic power. *Applied Energy*, Elsevier, v. 301, p. 117441, 2021. Citado na página 35.