ELVIS RICHARD TELLO ORTIZ

**SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E EÓLICOS: METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA
COMPLEMENTARIDADE ESPACIAL-TEMPORAL COM APLICAÇÃO NO
DIMENSIONAMENTO E ANÁLISE DE RISCO FINANCEIRO**

São Paulo

2014

ELVIS RICHARD TELLO ORTIZ

**SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E EÓLICOS: METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA
COMPLEMENTARIDADE ESPACIAL-TEMPORAL COM APLICAÇÃO NO
DIMENSIONAMENTO E ANÁLISE DE RISCO FINANCEIRO**

Tese apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do título de Doutor em Ciências

São Paulo

2014

ELVIS RICHARD TELLO ORTIZ

**SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E EÓLICOS: METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA
COMPLEMENTARIDADE ESPACIAL-TEMPORAL COM APLICAÇÃO NO
DIMENSIONAMENTO E ANÁLISE DE RISCO FINANCEIRO**

Tese apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do título de Doutor em Ciências

Área de concentração: Sistemas de
Potências

Orientador: Profa. Dra. Eliane Amaral
Fadigas

São Paulo

2014

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

São Paulo, 27 de junho de 2014.

Assinatura do autor _____

Assinatura do orientador _____

Catálogo-na-publicação

Tello Ortiz, Elvis Richard

Sistemas fotovoltaicos e eólicos: metodologia para análise da complementaridade espacial-temporal com aplicação no dimensionamento e análise de risco financeiro / E.R. Tello Ortiz. -- versão corr. -- São Paulo, 2014.

178 p.

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

1.Energia eólica 2.Energia solar 3.Sistema solar fotovoltaico I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Em memória de meu pai, Felix Ortíz. Mesmo fisicamente distante, continua a guiar meus passos, com aquele sorriso incomparável. Um filho nunca esquece.

AGRADECIMENTO

Nestas linhas quero expressar meus agradecimentos a todos que estiveram acompanhando minha trajetória para conseguir alcançar esta tese de doutorado.

A Deus que é vida, sem ele nada se pode.

Aos meus pais, Felix Ortiz e Julio César Tello, onde for que estejam sempre os tenho presentes.

Ao Brasil, país maravilhoso e abençoado que é meu segundo lar.

À Prof. Dra. Eliane Fadigas, minha orientadora, pela orientação na elaboração deste trabalho e por quem tenho muito apreço.

Ao Prof. Dr. Dorel Soares Ramos, pelas idéias, sugestões, informações e todo o apoio desde o início até o fechamento da Tese, sem o qual seria impossível a conclusão deste trabalho.

Aos amigos do PEA, Mitlhon, Raphael, Julio, Carlos, Luiz, Chris, Rogério e todos que sempre ofereceram amizade sincera.

Às mulheres de minha família, o melhor presente de Deus na minha vida, minhas mães, Hilda, Yrma e Martha, por sempre estiverem me acompanhando, mesmo na distancia esse amor é o melhor do mundo.

Aos meus tios Efrain e Félix Ramiro pelos tantos conselhos e pela preocupação constante em minhas aventuras.

A esses anjos que põem cores aos meus dias, Linda, Milagros, Adriano, Margiori e Camila, obrigado por existirem.

*"La originalidad consiste en el retorno al origen;
así pues, original es aquello que vuelve a la
simplicidad de las primeras soluciones."*

(Antonio Gaudí)

RESUMO

Este trabalho propõe caracterizar a complementaridade espacial-temporal entre energia eólica e solar fotovoltaica entre regiões do Brasil e estudar, no âmbito da comercialização de energia elétrica no Setor Elétrico Brasileiro - SEB, se um portfólio formado por estas fontes trazem vantagens econômicas relevantes para o investidor.

Para atender a estes objetivos, foram estudados métodos para tratamento dos dados como a correção da irradiância solar, cálculo da energia gerada pelas fontes estudadas, o ambiente de contratação de energia elétrica no Brasil, métodos de otimização e modelos de análise de risco para contratação de energia no mercado livre de energia. A metodologia proposta para responder as questões colocadas foi aplicada em um estudo de caso envolvendo três regiões brasileiras em um horizonte de dez anos.

Concluiu-se que existe a complementaridade energética entre as fontes nas diferentes regiões estudadas e em diferentes períodos de tempo. Confirmou-se que tecnicamente pode-se reduzir a oscilação na geração de energia analisando as fontes de forma complementar, porém, o custo de instalação da fonte fotovoltaica ainda é muito alto, inviabilizando até o momento investimentos em larga escala e de forma complementar a fonte eólica. Também verificou-se, dentro dos locais avaliados, que somente um dos três locais apresentou benefício econômico-financeiro com a formação de portfólio das fontes eólica e solar atuando no mercado de venda de energia e atendendo os critérios de risco limite estabelecidos quando avaliadas segundo a ótica da maximização da receita no mercado livre.

Palavras-chave: Energia Eólica. Energia Solar. Sistema Solar Fotovoltaico.

ABSTRACT

This thesis proposes to characterize the spatial-temporal complementarity between wind and solar photovoltaic energy between regions of Brazil and study, in the marketing of electricity in the Brazilian Electrical Sector - SEB, a portfolio formed by these sources bring significant economic benefits to the investor.

To meet these goals, methods for data processing were studied as correction of solar irradiance calculation of the energy generated by the sources studied, the environment of contracting electricity in Brazil, optimization methods and models for risk analysis for contracting energy in the free energy market. The proposed methodology to answer the questions was applied in a case study involving three Brazilian regions with a horizon of ten years time series.

It was concluded that there is complementarity between energy sources in the different regions studied and in different time periods. It was confirmed that technically can reduce the fluctuation in power generation by analyzing the complement of sources, however, the installation cost of photovoltaic power is still too high, preventing yet large-scale investments and complementary way the source wind. Also it was found within the sites evaluated, only one of the three sites presented economic and financial benefit by the portfolio of wind and solar sources acting in the sale of energy market and considering the risk criteria limit established when evaluated according to perspective of maximizing revenue in the free energy market.

Keywords: Wind Energy. Solar Energy. Solar Photovoltaic System.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Movimento aparente do Sol - Esfera Celeste.....	16
Figura 2 - Relações geométricas Sol-Terra.....	18
Figura 3- Componentes da radiação solar global.....	20
Figura 4- Curva V-I da célula fotovoltaica	21
Figura 5 - Distribuições de Weibull para diferentes valores do fator de forma	28
Figura 6 - Curva de potência de duas turbinas eólicas.	31
Figura 7 - Energia eficaz produzida pela turbina eólica.....	32
Figura 8 - Composição dos custos de um parque eólico.....	35
Figura 9 - Composição dos custos de uma usina fotovoltaica.	36
Figura 10 - Composição de carteira diversificada.	38
Figura 11 - Fronteira eficiente de carteiras.....	39
Figura 12 – Diferencia entre VaR e CVaR para duas distribuições distintas.....	42
Figura 13 - Metodologia para dimensionamento de sistemas complementares eólico e solar fotovoltaico	49
Figura 14 - Metodologia para correção de série de irradiância solar do plano horizontal para um plano inclinado.....	55
Figura 15 - Geração aleatória de carteiras de investimento para as fontes eólica e solar.	62
Figura 16- Estimativa da potência gerada pela série da velocidade do vento.....	66
Figura 17 - Cenários possíveis de geração de energia eólica e solar fotovoltaica	70
Figura 18 - Combinação de energia gerada regiões j-k num horizonte de tempo t...73	
Figura 19 - Matriz de resultados das funções objetivo eólica da região j e solar da região k.	75
Figura 20 - Modelo de Simulação Econômico - Financeiro.....	78
Figura 21 - Perfil da velocidade do vento do local 1.....	84
Figura 22 - Perfil da velocidade do vento do local 2.....	85
Figura 23 - Perfil da velocidade do vento do local 3.....	86
Figura 24 - Perfil da Irradiação solar diária média diferentes ângulos de captação - Local 1.....	92
Figura 25 - Irradiação solar diária média em diferentes ângulos de captação - Local 2.	93

Figura 26 - Perfil da Irradiação solar diária média diferentes ângulos de captação - Local 3.....	94
Figura 27 - Análise de Sensibilidade custo de implantação solar fotovoltaico.	104
Figura 28 - Complementaridade das fontes - Local 2-2 - Simulação 3.....	105
Figura 29 - Complementaridade energética mensal no horizonte de 10 anos (120 meses).	110
Figura 30 - Energia Gerada pelo sistema complementar (MWh), diagramas de dispersão e fatores de correlação.	111
Figura 31 - Complementaridade energética semanal no horizonte de 10 anos (521,42 semanas)	114
Figura 32 - Diagrama de dispersão e linha de tendência da complementaridade semanal (521,42 semanas).....	115
Figura 33 Complementaridade diária do Ano 1 (365 dias)	115
Figura 34 - Diagrama de dispersão e linha de tendência da complementaridade diária	116
Figura 35 - Caracterização horária e fatores de correlação de cada mês do Ano 1.	121
Figura 36 - Simulação da fonte eólica do local 1 operando isoladamente.	130
Figura 37 - Simulação da fonte solar do local 1 operando isoladamente.	131
Figura 38 - Simulação do portfólio eólico-solar do local 1.	132
Figura 39 - Simulação da fonte eólica do local 2 operando isoladamente.	134
Figura 40 - Simulação da fonte solar do local 2 operando isoladamente.	135
Figura 41 - Simulação do portfólio eólico-solar do local 2.	136
Figura 42 - Simulação da fonte eólica do local 3 operando isoladamente.	138
Figura 43 - Simulação da fonte solar do local 3 operando isoladamente.	139
Figura 44 - Simulação do portfólio eólico-solar do local 3.	140

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Comprimentos de rugosidade para diferentes tipos de terreno.....	30
Tabela 2 - Dados de um módulo solar fotovoltaico	68
Tabela 3 - Características dos locais do estudo de caso.	81
Tabela 4 - Comprimento de rugosidade dos locais do estudo de caso.	82
Tabela 5 - Valores da velocidade horária média mensal e desvio padrão do vento do local 1 medidos a 25 metros de altura.....	84
Tabela 6 - Valores da velocidade horária média mensal e desvio padrão do vento do local 2.....	85
Tabela 7 - Valores da velocidade horária média mensal e desvio padrão do vento do local 3.....	86
Tabela 8 - Irradiação solar diária média mensal do Local 1.....	88
Tabela 9 - Temperatura média mensal do Local 1	89
Tabela 10 - Irradiação solar diária média mensal do Local 2.	89
Tabela 11 - Temperatura média mensal do Local 2.	89
Tabela 12 - Irradiação solar diária média mensal do Local 3	90
Tabela 13 - Temperatura solar diária média mensal do Local 3.....	90
Tabela 14 - Irradiação solar diária média mensal para diferentes ângulos de inclinação - Local 1 - Média dos 10 anos.	92
Tabela 15 - Irradiação solar diária média mensal diferentes ângulos de captação - Local 2.....	93
Tabela 16 - Irradiação solar diária média diferentes ângulos de captação - do Local 3.	94
Tabela 17 - Especificações técnicas da tecnologia solar fotovoltaica.	95
Tabela 18 - Especificações técnicas da tecnologia eólica.....	95
Tabela 19 - Premissas do estudo de caso.	96
Tabela 20 - Resultados do dimensionamento dos sistemas complementares.....	98
Tabela 21 - Premissas do estudo de caso - Simulação 2.	100
Tabela 22 - Resultados do dimensionamento - Simulação 2	101
Tabela 23 - Premissas da análise de sensibilidade.....	103
Tabela 24 - Resultados da análise de sensibilidade.	104

Tabela 25 - Resultados do dimensionamento eólico do local 2 e solar fotovoltaico do local 1.....	107
Tabela 26 - Geração de energia elétrica de 4 dias selecionados para caracterizar a complementaridade horária de cada mês - 6 primeiros meses do Ano 1.....	117
Tabela 27 - Geração de energia elétrica de 4 dias selecionados para caracterizar a complementaridade horária de cada mês - 6 últimos meses do Ano 1.....	119
Tabela 28 - Fator de capacidade mensal da fonte solar do local 1	125
Tabela 29 - Fator de capacidade mensal da fonte eólica do local 1.....	126
Tabela 30 - Fator de capacidade mensal da fonte solar do local 2	126
Tabela 31 - Fator de capacidade mensal da fonte eólica do local 2.....	127
Tabela 32 - Fator de capacidade mensal da fonte solar do local 3	127
Tabela 33 - Fator de capacidade mensal da fonte eólica do local 3.....	128
Tabela 34 - Composição do portfólio - Local 1.....	129
Tabela 35 - Receita e métricas de risco para diferentes níveis de contratação - Eólica Local 1.....	130
Tabela 36 - Receita e métricas de risco para diferentes níveis de contratação - Solar Local 1.....	131
Tabela 37 - Receita e métricas de risco portfólio eólico-solar do Local 1.....	132
Tabela 38 - Resumo dos resultados- Local 1	133
Tabela 39 - Composição de portfólio estudo de caso - Local 2.....	133
Tabela 40 - Receita e métricas de risco para diferentes níveis de contratação - Eólica Local 2.....	134
Tabela 41 - Receita e métricas de risco fonte solar do Local 2.....	135
Tabela 42 - Receita e métricas de risco portfólio eólico-solar do Local 2.....	136
Tabela 43 - Resumo dos resultados- Local 2	137
Tabela 44 - Composição de portfólio estudo de caso - Local 3.....	137
Tabela 45 - Receita e métricas de risco para diferentes níveis de contratação - Eólica Local 3.....	138
Tabela 46 - Receita e métricas de risco fonte solar do Local 3.....	139
Tabela 47 - Receita e métricas de risco portfólio eólico-solar do Local 3.....	140
Tabela 48 - Resumo dos resultados- Local 3	141
Tabela 49 - Resumo dos resultados eólica local 3 - solar local 1.....	141
Tabela 50 - Resumo dos resultados eólica local 3 - solar local 2.....	142

Tabela 51 - Fator de capacidade mensal da fonte solar do local 2	143
Tabela 52 - Receita e risco da simulação 4 - fonte solar do local 2	144
Tabela 53 - Receita e risco da simulação 4 - fonte eólica-solar do local 2.....	144

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
CVaR	Valor em Risco Condicionado.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC	Fator de Capacidade
GF	Garantia Física
IEA	Agência Internacional de Energia
IEC	Comissão Electrotécnica Internacional
LPSP	Probabilidade de perda no fornecimento de energia
MCP	Mercado de Curto Prazo
PAE	Produção Anual de Energia
PLD	Preço da Liquidação das Diferenças
PROINFA	Programa de Incentivos às Fontes Alternativas
REN	Rede política de energias renováveis
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SF	Sistema Solar Fotovoltaico
SIN	Sistema Interligado Nacional
TUST	Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão
TUSD	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição
VaR	Valor em Risco

LISTA DE SÍMBOLOS

ε_0	- Distancia entre sol e terra
δ	- Declinação solar
n	- Dia Juliano, varia entre 1 e 365
θ_z	- Ângulo zenital
H	- Altura Solar
β	- Ângulo de inclinação do módulo solar fotovoltaico
G	- Radiação Global
G_{dir}	- Componente direta da radiação global
G_{dif}	- Componente difusa da radiação global
G_{dref}	- Componente difusa refletida pela terra
I_{sc}	- corrente de curto circuito
V_{oc}	- tensão de circuito aberto
$P_{módulo}$	- Potência do módulo
P_{MPP}	- Potência no ponto de máxima potência
V_{MP}	- Tensão no ponto de máxima potência
I_{MP}	- Corrente no ponto de máxima potência
T_{cell}	- Temperatura da célula em operação
T_{CON}	- Temperatura da célula fotovoltaica em condições padrão
T_a	- Temperatura ambiente
N_s	- Número de módulos em série
N_p	- Número de módulos em paralelo
η_{MPPT}	- Eficiência do seguidor do ponto de potência máxima
η_{outros}	- Impacto na eficiência por outras perdas
η_{PVref}	- Eficiência de referência do módulo fotovoltaico
E_{wind}	- Energia Eólica do vento
ρ	- densidade do ar

c - Parâmetro de escala da distribuição do Weibull
 k - Parâmetro de forma da distribuição do Weibull
 v – Velocidade do vento
 v_r - Velocidade do vento medida ou de referência
 z - Altura de instalação do aerogerador
 z_r - Altura de medição da velocidade do vento ou altura de referência
 α - Coeficiente da lei de potência para correção de velocidade do vento
 z_0 - Comprimento da rugosidade do terreno
 v_e – Velocidade de entrada na curva de potência de uma turbina eólica
 v_{nom} – Velocidade nominal de geração de uma turbina eólica
 v_c – Velocidade de corte de geração de uma turbina eólica
 v_{norm} - Velocidade do vento normalizado
 ρ_0 - Densidade do ar em condições atmosféricas padrões
 $f(v)$ - Frequência de ocorrência das velocidades do vento
 N_{PV} - Número de módulos fotovoltaicos
 $F(v)$ - Função de densidade da probabilidade
 $\Gamma(x)$ - Função Gama
 γ_{MPP} - Coeficiente de temperatura do ponto de máxima potência
 P_{FVnom} - Potência nominal do gerador fotovoltaico
 G_{ref} - Radiação solar em condições padrões
 $T_{cell,ref}$ - Temperatura da célula fotovoltaica em condições padrões
 η_{SMPP} – Eficiência de seguimento do máximo ponto de potência
 E - Retorno da carteira
 V - Variância da carteira
 X_i - Participação de cada ativo
 μ_i - Retorno esperado de cada ativo
 σ_{ij} - Covariância entre par de ativos se (i) diferente de (j) e variância se (i) igual a (j).
 $\bar{R}_{EGi}$ – Retorno da carteira simulada
 $\bar{\sigma}_{EGi}$ – Desvio padrão da carteira simulada

N_{pop} – Numero de simulações

SUMÁRIO

RESUMO.....	i
ABSTRACT	ii
LISTA DE FIGURAS	iii
LISTA DE TABELAS	v
LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS	viii
LISTA DE SÍMBOLOS.....	ix
SUMÁRIO.....	xii
1. INTRODUÇÃO	1
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO.....	1
1.2 OBJETIVOS	3
1.2.1 OBJETIVO GERAL.....	3
1.2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	3
1.3 MOTIVAÇÃO DO ESTUDO	4
1.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	7
1.4.1 ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE PARA DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS HÍBRIDOS DE PEQUENO PORTE PARA ATENDIMENTOS DE CARGAS ISOLADAS	9
1.4.2 ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE PARA CARACTERIZAÇÃO DE REGIÕES.....	12
1.5 ESTRUTURA DA TESE	14
2. BASES CONCEITUAIS.....	15
2.1 A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	15
2.1.1 MOVIMENTO SOL-TERRA	16
2.1.2 POSIÇÃO DO SOL RELATIVA À SUPERFÍCIE TERRESTRE	17
2.1.3 RADIAÇÃO GLOBAL, DIFUSA E DIRETA.....	19
2.1.4 ESTIMAÇÃO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA PRODUZIDA...21	

2.2	A ENERGIA EÓLICA.....	25
2.2.1	ENERGIA ELÉTRICA PRODUZIDA POR TURBINAS EÓLICAS.....	25
2.2.2	DESEMPENHO DE UMA TURBINA EÓLICA.....	30
2.3	CUSTO IMPLANTAÇÃO (INVESTIMENTO) DAS FONTES	33
2.3.1	CUSTO NA IMPLANTAÇÃO DO SISTEMA EÓLICO	34
2.3.2	CUSTO NA IMPLANTAÇÃO DO SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO	36
2.4	ANÁLISE DE RISCO.....	37
2.4.1	TEORIA MODERNA DO PORTFÓLIO	37
2.4.2	MÉTRICAS DE RISCO	39
2.5	MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA E ANÁLISE DE RISCO.....	42
2.5.1	ASPECTOS REGULATÓRIOS E DE COMERCIALIZAÇÃO	42
3.	INTEGRAÇÃO DOS MODELOS MATEMÁTICOS E METODOLOGIA DE ANÁLISE PROPOSTA	48
3.1	FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA.....	48
3.2	DESCRIÇÃO DOS PASSOS	50
3.3	BASES DE DADOS DOS RECURSOS E TECNOLOGIAS	51
3.4	AUDITORIA E TRATAMENTO DOS DADOS	52
3.4.1	RECURSO EÓLICO	52
3.4.2	RECURSO SOLAR.....	53
3.5	ORÇAMENTO E GERAÇÃO DE CARTEIRAS ALEATÓRIAS.....	61
3.6	FUNÇÃO DE AVALIAÇÃO DO MODELO	64
3.6.1	FUNÇÃO OBJETIVO DO MODELO	65
3.7	ESTIMATIVA DA POTÊNCIA GERADA.....	66
3.7.1	MODELAGEM DO SISTEMA EÓLICO	66
3.7.2	MODELAGEM DO SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO	67
3.7.3	POSSÍVEIS CENÁRIOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	70
3.8	ALGORITMO DE SIMULAÇÃO E BUSCA	71

3.8.1	SIMULAÇÃO E BUSCA DAS MELHORES CARTEIRAS	72
3.8.2	VARREDURA SEQUÊNCIAL E COMBINATÓRIA	73
3.8.3	SELEÇÃO DA MELHOR CARTEIRA	74
3.8.4	RESULTADOS DO ALGORITMO DE BUSCA	74
3.9	PRINCIPAIS CONCEITOS E DESCRIÇÃO DA MODELAGEM.....	76
3.9.1	REPRESENTAÇÃO DA ENERGIA EÓLICA NO MERCADO ELÉTRICO	76
4.	ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE SOLAR FOTOVOLTAICA-EÓLICA: APLICAÇÃO A UM ESTUDO DE CASO	80
4.1	CARACTERIZAÇÃO DOS LOCAIS ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS..	81
4.1.1	LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA.....	81
4.1.2	CARACTERIZAÇÃO DOS RECURSOS EÓLICO E SOLAR.....	81
4.1.3	CARACTERÍSTICAS DAS TECNOLOGIAS	94
4.2	DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS COMPLEMENTARES EÓLICO- SOLAR FOTOVOLTAICO.....	96
4.2.1	SIMULAÇÃO 1.....	97
4.2.2	SIMULAÇÃO 2.....	99
4.2.3	SIMULAÇÃO 3: ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DO CUSTO DE IMPLANTAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA PARA O LOCAL 2-2	102
4.3	CARACTERIZAÇÃO E ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE EM DIFERENTES INTERVALOS DE TEMPO.....	106
4.3.1	ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE MENSAL.....	107
4.3.2	ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE SEMANAL	114
4.3.3	ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE DIÁRIA.....	115
4.3.4	ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE HORÁRIA	116
4.3.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE A ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE SOLAR-EÓLICA EM DIFERENTES BASES DE TEMPO	122

4.4	ANÁLISE DO RISCO FINANCEIRO NO MERCADO DE CURTO PRAZO	123
4.4.1	DADOS DE ENTRADA DAS SIMULAÇÕES	125
4.4.2	CARACTERIZAÇÃO DAS QUATRO DAS SIMULAÇÕES	128
4.4.3	SIMULAÇÃO 1 - ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE: LOCAL 1..	129
4.4.4	SIMULAÇÃO 2 - ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE: LOCAL 2..	133
4.4.5	SIMULAÇÃO 3 - ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE: LOCAL 3 - Eólica do local 3 com a fonte solar dos três locais.....	137
4.4.6	SIMULAÇÃO 4 - ANÁLISE FINANCEIRA DA COMPLEMENTAÇÃO DE UMA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA COM UMA PLANTA EÓLICA.	142
5.	CONCLUSÕES E SUGESTOES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	145
	CONCLUSÕES.....	145
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	150

1. INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Seguindo uma tendência mundial, em função dos aumentos nos preços dos derivados de petróleo e a preocupação com o meio ambiente, o Brasil, nos últimos 20 anos, tem diversificado sua matriz energética investindo em maior escala, em outras fontes geradoras de energia elétrica, como a térmica a gás natural, energia eólica, PCHs, térmica a biomassa e energia solar fotovoltaica.

A reestruturação do Setor elétrico, iniciada na segunda metade da década de 90, introduziu mecanismos de incentivos, leis e resoluções, resultando na desverticalização do Setor e introdução de novos agentes no mercado de energia elétrica como, por exemplo, a figura do produtor independente de energia, o que tem contribuído para criar oportunidades para a inserção das fontes de energia elétrica citadas acima no SIN – Sistema Elétrico Interligado.

Por exemplo, nos últimos 05 anos houve um aumento considerável da capacidade instalada de fontes eólicas, saindo de 323,4 MW em 2008 para 3455,3 MW ao final de 2013, viabilizados pelos leilões de energia elétrica realizados para atendimento do mercado cativo como também pela venda de energia para o mercado livre (ABEEÓLICA, 2014).

Mais recentemente, em 2011, o Governo lançou incentivos para a geração solar, com o objetivo de alavancar este tipo de fonte geradora no Brasil. Em 18 de Novembro de 2013, houve a primeira participação de Usina Solar fotovoltaica nos leilões de energia do Setor Elétrico. Centrais fotovoltaicas em torno de 1 MW de potência têm sido instaladas com o objetivo de adquirir conhecimento e alavancar o mercado de módulos fotovoltaicos. Atualmente a capacidade instalada em solar fotovoltaica é de 5,9 MW.

O sistema elétrico brasileiro é formado majoritariamente por fonte hidráulica (67% de capacidade instalada), com as usinas termelétricas (31% de capacidade instalada) funcionando em regime de complementação térmica (ANEEL, 2014).

Várias usinas hidrelétricas possuem reservatório de regularização de vazão permitindo aumentar sua energia firme. O despacho das usinas geradoras de

energia é feito pelo ONS - Operador Nacional do Sistema e as mesmas são despachadas por ordem crescente de custos de operação.

Dentre as novas fontes renováveis de energia introduzidas, a geração eólica, PCHs, térmica a biomassa e fotovoltaica, são consideradas fontes com geração sazonal e de comportamento intermitente. Em se tratando de geração de energia em grande escala, não há como armazenar energia e, portanto estas fontes não são consideradas despacháveis, ou seja, elas geram de acordo com a disponibilidade do fluxo natural dos seus recursos energéticos primários.

Como o Brasil é um país de grande dimensão, situado em uma ampla faixa de latitudes e longitudes, estes recursos energéticos estão geograficamente dispersos e, portanto, levando em conta a influência de fatores climáticos e locais, os mesmos não estão, no tempo e espaço, disponíveis em proporções semelhantes.

Levando em conta este comportamento, alguns estudos, ainda incipientes vêm sendo realizados no Brasil nos últimos 5 anos, com o objetivo de explorar o potencial e os benefícios da complementaridade energética existente entre estes recursos. A revisão bibliográfica apresentada neste capítulo contém a relação dos principais trabalhos realizados e identificados na pesquisa bibliográfica no Brasil.

A análise da complementaridade energética consiste em explorar de que forma a combinação de duas ou mais fontes energéticas, próximas ou dispersas, podem contribuir para uma geração de energia menos intermitente, aproveitando o comportamento sazonal de cada uma. Procura-se investigar onde, quanto e em que escalas temporais esta complementaridade existe, estudando a sua correlação nas diversas bases de tempo, de acordo com o interesse de sua aplicação.

Este tipo de estudo, tem sido de grande interesse também em outros países, tendo em vista as metas estipuladas pelos Governos para o aumento da participação das fontes renováveis em suas matrizes energéticas. EUA, Canadá, Itália, Suécia, dentre outros, são exemplos de países que vêm, nos últimos 5 anos, avaliando o potencial de complementaridade entre os diversos recursos energéticos.

Os resultados destes estudos têm contribuído para aumentar a participação destas fontes de energia tanto em pequenas aplicações para alimentação de cargas isoladas com sistemas independentes ou híbridos, como também em sistemas de

grande porte complementando o fornecimento de energia convencional conectado à rede elétrica.

O Atlas eólico e solarimétrico do Brasil, bem como os mapas regionais, mostram um grande potencial para a exploração destes recursos.

Assim, torna-se importante desenvolver metodologias que permitam identificar locais que possuam os melhores potenciais energéticos e que possam contribuir de forma complementar à geração convencional existente (HEIDE, VON BREMEN, *et al.*, 2010).

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GERAL.

Realizar análises que permitam caracterizar a complementaridade energética espacial-temporal entre as fontes eólicas e sistemas fotovoltaicos (SF).

Realizar análises para, no âmbito da comercialização de energia elétrica no SEB, verificar se a utilização conjunta de fontes de geração eólica e SF trazem vantagens econômicas relevantes e interação entre si.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

Desenvolver e aplicar um modelo matemático para simulação da geração de energia elétrica a partir do uso de séries temporais em base horária, utilizando fontes eólicas e SF de diferentes tecnologias e em diferentes regiões, com o objetivo de identificar, analisar e caracterizar o grau de complementaridade energética entre estas fontes, em diferente base de tempo.

Simular e avaliar como o grau de complementaridade entre as fontes impacta no dimensionamento das mesmas a partir da consideração de um orçamento limite.

Gerar séries de fatores de capacidade em bases mensais e simular, aplicando a metodologia desenvolvida e disponível em (RAMOS, GUARNIER, *et al.*, 2011),

diferentes carteiras compostas por estes dois tipos de fontes para avaliar os possíveis benefícios que estes empreendimentos com comportamentos de geração sazonal podem proporcionar com relação à receita obtida e riscos associados ao estabelecer diferentes níveis de contratação da energia garantida quando atuando no mercado de venda de energia elétrica.

Aplicar a modelagem proposta para realizar os estudos de complementaridade energética entre fonte eólica e solar fotovoltaica em três regiões no Brasil

1.3 MOTIVAÇÃO DO ESTUDO

A decisão por escolher realizar um estudo de complementaridade espacial-temporal entre as fontes eólicas e fotovoltaicas e aplicá-lo no dimensionamento dos sistemas e análise de receita financeira e risco de mercado, teve embasamento em inúmeros aspectos observados, alguns função da análise da revisão bibliográfica onde se identificou algumas lacunas, ou aspectos não considerados nas análises até então elaboradas, e outros com relação às potencialidades no Brasil em função da característica do sistema elétrico, potencial energético e suas características e, o ambiente e as regras de mercado elétrico, com suas formas de atuação e incentivos associados.

No que se segue são apresentados estes aspectos.

O planejamento da expansão da geração de energia elétrica tem dedicado especial atenção, nos últimos anos, à inserção de novas fontes renováveis de energia, visando diversificar a matriz elétrica e complementar o fornecimento de energia com alternativas livres de poluição. Entre elas, destacam-se as energias eólica e SF.

A geração de energia elétrica, utilizando as fontes solar e eólica pode tornar-se bastante atrativa, já que, são recursos com custo zero de combustível, amigáveis com o meio ambiente, sendo promissoras em função das suas inúmeras vantagens como características topológicas locais, de disponibilidade de recurso, além de possuírem tecnologias modulares e de rápida instalação. (TOLMASQUIM, 2004)

Atualmente, a exploração destes recursos não está mais limitada a sistemas isolados, sendo utilizados nos últimos anos em maior escala em sistemas conectados à rede elétrica ao redor do mundo (IEA, 2011).

Uma característica comum destas duas fontes é de que sua produção se comporta como um fenômeno estocástico e, conseqüentemente, não ser possível conhecer com exatidão como estes irão se comportar no transcurso do tempo. Essa aleatoriedade traduz-se em riscos de investimento, já que, nenhum sistema baseado em fonte renovável pode ser implementado sem um estudo detalhado dos seus recursos devido a alta variabilidade na geração de energia elétrica e, por conseguinte de seu fator de capacidade (BOROWY e SALAMEH, 1996).

Uma das alternativas de solução a este problema baseia-se na utilização de um fator de segurança, ou seja, sobredimensionar o sistema projetado e, por sua vez, aumentar os custos de instalação e manutenção das fontes (TINA, GAGLIANO e RAITI, 2005).

Por outro lado, explorar a característica complementar entre o recurso eólico e SF, ameniza as flutuações da produção de energia elétrica, atenuando os riscos de geração e, portanto, reduzindo o sobredimensionamento. Porém, a implementação desta solução torna-se mais complexa devido aos inúmeros parâmetros e variáveis avaliados.

Uma análise com maior abrangência, que avalie a complementaridade ao longo do tempo, não apenas das fontes de uma mesma localidade, mas também entre fontes de diferentes localidades e tecnologias, permite a inserção das alternativas eólica e SF combinadas e dispersas no sistema elétrico interligado, de forma a produzir energia de forma mais contínua, ou seja, com menor flutuação da energia produzida, avaliada em termos médios mensais.

A análise da complementaridade entre recursos renováveis, não se limita somente ao estudo do comportamento das condições atmosféricas locais e seu impacto no potencial energético, também se relaciona com as tecnologias aplicadas para conversão deste potencial energético em energia elétrica. Estas tecnologias encontram-se influenciadas pelos parâmetros locais, que são diferentes em cada região, e que podem impactar no desempenho destas de forma diversa.

Os mecanismos de inserção, através de leis de incentivo, como por exemplo, os descontos na tarifa de uso do sistema elétrico de transmissão e distribuição aplicáveis aos empreendimentos com fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração, de potência instalada menor ou igual a 30 MW, destinados à produção independente ou autoprodução (ANEEL, 2004), estão ajudando a viabilizar a utilização destas fontes no sistema elétrico.

Outro aspecto que cabe ressaltar é a elevada taxa esperada de crescimento do consumo de energia elétrica no Brasil, que de acordo com as novas estimativas, será de 4,5% ao ano até 2020. Isto implica que a penetração das fontes alternativas no Brasil poderá se dar de forma complementar à expansão de capacidade por meio de formas convencionais de energia (EPE, 2012).

Segundo (SCHULTZ, AMARANTE, *et al.*, 2005), não é suficiente o benefício da diminuição de emissões de CO₂ nem as políticas de incentivo para a inserção destas fontes, precisa-se também demonstrar que as fontes alternativas contribuem com algum benefício marginal significativo, tanto para o sistema elétrico, como para a economia regional do país.

Em suma, a motivação para realização deste trabalho, baseia-se nas seguintes razões:

- O excelente potencial energético, solar e eólico, que possui o Brasil.
- A previsão do crescimento de consumo da energia elétrica no Brasil.
- Os mecanismos de incentivo governamentais para as fontes alternativas.
- O Sistema Interligado Nacional, SIN, que facilita seu livre acesso e sua utilização diversificada nas regiões.
- Os descontos na tarifa de utilização do sistema de transmissão e distribuição, TUST e TUSD, para fontes alternativas.
- A expectativa de redução dos custos da tecnologia solar fotovoltaica e eólica.
- A existência de agentes do mercado elétrico, representados na figura do autoprodutor e do produtor independente de energia, agentes privados que se configuram como potenciais investidores em geração distribuída com fontes renováveis.

- A falta de metodologias que permitam estudar e analisar a exploração e inserção da energia eólica associada com a energia solar de forma complementar no Sistema Elétrico.
- A possibilidade de "hedge" entre aproveitamento eólico e solar, mitigando riscos de comercialização.

A evolução da matriz elétrica Brasileira, com ampliação da oferta de energias renováveis, considerando projetos eólicos e fotovoltaicos de maior capacidade de potência, já é uma realidade e demanda, portanto, o desenvolvimento de ferramentas de análise com maior precisão que viabilizem a inserção destas fontes no sistema elétrico interligado.

1.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Apresenta-se a seguir a revisão bibliográfica realizada e que teve o objetivo de identificar e avaliar os principais trabalhos e estudos realizados sobre o tema “complementaridade solar-eólica”, a fim de identificar uma oportunidade de uma nova abordagem e aplicação para o desenvolvimento desta tese. Ressalta-se que, embora o levantamento do estado da arte deste tipo de estudo tenha apontado vários artigos relacionados à complementaridade eólica-hidráulica, solar-hidráulica, bem como a complementaridade entre estas fontes, dentre outras, este trabalho tem o foco apenas em complementaridade solar fotovoltaica-eólica.

No Brasil especificamente os principais trabalhos encontrados foram:

(SCHULTZ, AMARANTE, *et al.*, 2005) trata da importância de uma estabilização sazonal, em sistemas que possuem uma predominância de energia hidrelétrica, aproveitando a complementaridade entre os regimes hídrico e eólico, visando um melhor planejamento da operação dos sistemas foi proposta para o Brasil. Destaca-se neste estudo a necessidade de incorporar outras argumentações, além dos benefícios de geração limpa fornecida pela energia eólica ao evitar as emissões de dióxido de carbono, quando inserida no sistema elétrico interligado.

Neste estudo concluiu-se que a inserção de energia eólica permitia um equilíbrio entre a oferta da energia, permitindo uma maior disponibilidade e otimização do uso dos reservatórios.

Outro estudo, que analisa a complementaridade hídrica e eólica, para o Brasil encontra-se em (MARINHO e AQUINO, 2009), onde se propõe através da simulação de parques eólicos hipotéticos instalados na região Nordeste a avaliação da complementaridade destes parques à central hidrelétrica de Sobradinho.

Através desta proposta se demonstra a viabilidade da oferta de energia elétrica aproveitando os regimes naturais eólicos e hídricos de forma complementar. Uma contribuição deste trabalho se encontra na modelagem do cálculo da energia eólica que considera a correção da densidade do ar para as condições atmosféricas do local, a saber, pressão e temperatura.

A complementaridade é avaliada num horizonte de um ano dividido em períodos mensais e considerando usinas eólicas de 15 locais diferentes somando um total de 1800 MW. Resultando num incremento de 13% na energia média gerada pela usina de Sobradinho.

Em (ORTÍZ e FADIGAS, 2011) foi proposta uma metodologia de análise de complementaridade, que permite a avaliação e seleção hierárquica de vários locais, através de diferentes combinações entre as alternativas de geração hídrica e eólica considerando a energia média mensal gerada e os coeficientes de correlação, avaliando os recursos de uma mesma região e combinando-os entre diferentes regiões.

Assim, uma matriz de coeficientes de correlação é calculada entre os dois recursos, onde as linhas da matriz representam o recurso hídrico enquanto as colunas representam o recurso eólico. Os valores dos coeficientes de correlação oscilam entre -1 e 1, de forma que quando o valor for mais negativo um melhor comportamento complementar existe entre as duas fontes.

A principal limitação deste trabalho, apesar de considerar diferentes áreas e obter uma lista hierárquica dos locais que apresentam um melhor comportamento complementar hídrico e eólico, encontra-se no fato de que não foi considerado como

a tecnologia pode ser influenciada pelas condições atmosféricas do local e seu impacto no fator de capacidade e no dimensionamento do sistema.

Uma análise mais abrangente, considerando o mecanismo de realocação de energia, as incertezas e a exposição dos proprietários de parques eólicos ao risco da volatilidade dos preços do mercado de curto prazo, foi apresentada em (RAMOS, 2012), onde foram simulados parques eólicos avaliando a complementaridade entre as fontes hídrica e eólica, tendo como objetivo a maximização da receita com a consideração de mitigação de risco.

A principal contribuição deste trabalho é a análise financeira da complementaridade considerando os mecanismos de comercialização e a análise de carteiras via retorno e risco tendo como estimador a maximização do Valor em Risco Condicionado (CVaR).

Vários trabalhos foram identificados com diferentes aplicações das análises de complementaridade solar fotovoltaico-eólica, as principais aplicações identificadas, foram agrupadas nas seguintes categorias:

- Análise da complementaridade para dimensionamento de sistemas híbridos de pequeno porte para atendimento de cargas isoladas.
- Análise de complementaridade para caracterização de regiões com melhor produção de energia.

1.4.1 ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE PARA DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS HÍBRIDOS DE PEQUENO PORTE PARA ATENDIMENTOS DE CARGAS ISOLADAS

Na literatura, diferentes metodologias foram propostas para um dimensionamento ótimo, que discorrem, desde técnicas de programação linear até algoritmos genéticos.

Uma metodologia, dando ênfase ao número de módulos fotovoltaicos e ao tamanho do banco de baterias e, conseqüentemente ao custo total do sistema, foi desenvolvida através da consideração da probabilidade de perda no fornecimento de energia (LPSP). A LPSP é definida como o número de horas, em um determinado

período, em que a carga deixa de ser suprida. A solução ótima é dada pela relação entre o custo dos módulos fotovoltaicos e o banco de baterias, que é a tangente inversa da curva de custos (BOROWY e SALAMEH, 1996).

Outra metodologia de dimensionamento de um sistema híbrido, utilizando as variações sazonais foi desenvolvida em (MARKVART, 1996). Neste trabalho a energia gerada é calculada através da densidade de energia, tanto eólica como solar fotovoltaica em (kWh/m^2), e a demanda da carga é assumida como uma função do tempo, sendo que, esta pode ser menor ou igual à energia gerada pelas fontes. A solução é dada pela relação entre o custo da energia eólica e o custo da energia solar, porém desconsidera o custo do banco de baterias.

Uma limitação, em comum, das duas metodologias descritas acima, é que considera apenas dois parâmetros dos três envolvidos no dimensionamento, a saber: número de módulos fotovoltaicos e tamanho do banco de baterias, resultando em soluções sub ótimas ao problema.

Uma modelagem para o dimensionamento de sistemas híbridos de energia eólica e solar fotovoltaica através de um algoritmo iterativo e considerando os dispositivos tecnológicos foi apresentado em (KELLOGG, NEHRIR, *et al.*, 1998). Este trabalho está baseado no balanço da energia e toma como dados a velocidade de vento e a radiação solar do local. A aplicação é realizada para um perfil de carga definido, sendo que a capacidade de geração do sistema é determinada pela diferença entre a energia gerada e a demanda da carga. Se a demanda de energia for maior do que a energia gerada somada com a energia armazenada, então um grupo de geração térmica de respaldo fornece energia ao sistema.

O algoritmo de otimização relaciona a demanda da carga, a radiação solar e o vento médio para determinar a capacidade de geração que satisfaça a demanda da carga, enquanto minimiza a função objetivo, representada pelo custo total do consumidor, que por sua vez, representa o custo total do capital sobre a vida útil do sistema de geração e seus custos de manutenção. Uma diferença positiva indica o excesso de energia gerada, enquanto a negativa uma deficiência na geração de energia. O dimensionamento do banco de baterias é obtido da diferença entre os picos positivos e negativos da curva de energia.

Apesar de ser um trabalho completo, tem como principal inconveniente o método de otimização iterativa, que é resolvido empregando técnicas de programação linear que resultam em soluções sub ótimas. Adicionalmente, do ponto de vista econômico, a consideração de um grupo termelétrico de reserva em caso de contingência na geração do sistema, incorpora um custo adicional sobre o custo do sistema híbrido que em alguns casos não chega a se configurar em uma desvantagem.

Em (TINA, GAGLIANO e RAITI, 2005) aplica-se a técnica de convolução para incorporar a natureza flutuante dos recursos eólico e solar com a carga. Desta forma, elimina-se a necessidade de dados de séries temporais na avaliação do desempenho do longo prazo do sistema híbrido solar e eólico para os dois esquemas possíveis, ou seja, uma operação isolada e conectada a uma rede elétrica convencional.

O desempenho é avaliado pelo emprego de modelos probabilísticos aplicados tanto à geração elétrica com tecnologia eólica quanto solar. Para avaliar a metodologia, um exemplo numérico é incluído e seus resultados são comparados como os resultados daqueles trabalhos onde foram aplicadas as séries temporais. A desvantagem das técnicas probabilísticas está em não representar a característica do sistema em tempo real, ou seja, no momento em que acontece no tempo.

Em (KOUTROULIS, KOLOKOTSA, *et al.*, 2005) propõe-se uma metodologia de dimensionamento com algoritmos genéticos, sujeito a restrições em que a demanda de energia seja totalmente satisfeita. Com esta consideração, um algoritmo seleciona, dentre uma lista de dispositivos comerciais, o número e o tipo ótimo dos dispositivos garantindo que na vida útil do projeto o custo será minimizado.

Outra metodologia de dimensionamento empregando algoritmos genéticos, considerando uma modelagem com dados de um ano meteorológico típico foi proposta em (YANG, LU e ZHOU, 2006). Neste trabalho calcula-se uma configuração do sistema com a premissa de um valor para probabilidade de perda na energia fornecida (LPSP) com um custo anualizado mínimo do sistema, incorporando na modelagem duas variáveis que, em trabalhos anteriores, não tinham sido consideradas, a saber: a altura da torre de instalação da turbina eólica e ângulo de inclinação dos módulos solares.

1.4.2 ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE PARA CARACTERIZAÇÃO DE REGIÕES

Estudos orientados à análise da inserção e aproveitamento da complementaridade entre sistemas eólico e solar fotovoltaico de grande porte, conectados na rede elétrica, são ainda escassos na literatura, principalmente no Brasil.

Em contraste, na Europa evidencia-se interesse na complementaridade eólica e solar, como mostram alguns trabalhos, apresentados a seguir, incentivados principalmente para perseguir a meta da União Européia de substituir 20% da geração, que hoje provém de combustíveis fósseis, com energias renováveis.

Tais estudos referem-se a avaliar a participação conjunta destas duas fontes sob a ótica energética, ou seja, com o objetivo de diminuir a intermitência de geração, proporcionando uma geração mais contínua.

Em (WIDÉN, 2011) propõe-se a importância da inserção de sistemas fotovoltaicos, como alternativa de substituição aos combustíveis fósseis, utilizando a complementaridade na geração de energia elétrica com fontes solar e eólica.

O estudo utiliza séries horárias de radiação solar, em um horizonte de oito anos, e analisa as correlações das duas fontes de energia produzindo a mesma quantidade de energia no horizonte avaliado.

Nesse estudo simula-se um cenário, que pode ser alcançado nos próximos anos na Suécia, com capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos baseados em séries de radiação e base de dados de produção de energia das usinas eólicas, sendo que, com a estimativa de produção de energia da fonte solar e a produção de energia dos parques eólicos avalia-se a complementaridade em diferentes períodos de tempo.

A principal contribuição desse trabalho é a análise das correlações entre estas fontes e a demonstração de uma correlação negativa que pode diminuir a variabilidade e, portanto, favorece a geração de energia elétrica utilizando as duas fontes, solar e eólica, combinadas em escalas maiores e dispersas no sistema elétrico.

A análise da complementaridade, do ponto de vista do planejamento, é proposta e aplicada na Itália em (MONFORTI, HULD, *et al.*, 2014), onde analisa-se a

complementaridade, solar e eólica, para fins de tomada de decisões no planejamento energético.

O estudo utiliza séries de radiação e velocidade de vento horárias, em um horizonte de um ano, e está dividido em duas partes: Na primeira parte avalia-se a complementaridade eólica e solar de uma mesma localidade, enquanto, na segunda parte, o estudo considera diferentes locais selecionados aleatoriamente para sua avaliação. Em ambos os casos a correlação da geração de energia é avaliada.

Semelhante ao que foi feito em (WIDÉN, 2011), a análise de correlação é aplicada para diferentes intervalos de tempo, a saber: diária e mensal, no entanto, neste trabalho ressalta-se a importância da análise sazonal sobre intervalos de tempo menores.

A principal contribuição deste trabalho encontra-se nos resultados que mostram que em algumas regiões a correlação é positiva entre ambas as energias e, que deve-se considerar, neste tipo de análise, alguma forma de armazenamento ou fonte complementar adicional.

Apesar de as conclusões serem interessantes, a consideração de um ano, como horizonte de análise, é pouco tempo, para este tipo de estudo, principalmente considerando a influência das condições climáticas e as mudanças meteorológicas existentes de ano para ano.

Em (HOICKA e ROWLANDS, 2011) avalia-se a complementaridade entre as fontes solar e eólica considerando uma base de dados horária em um horizonte de tempo de três anos através de um parâmetro adimensional para quatro locais em Ontario, onde consideram-se três métodos de análise: gráfico, estatístico e um valor máximo como indicador de capacidade instalada. No entanto, desconsidera os aspectos econômicos e sociais e, com isto, não considera a influência da altura da torre na geração com a fonte eólica e a influência da temperatura na produção de energia com fonte solar fotovoltaica, que são dois aspectos relevantes na geração de energia com estas fontes.

Com base no levantamento da revisão bibliográfica, principalmente do Brasil, apresentada nesse tópico, identificou-se uma escassez de estudos que tratem da complementaridade energética entre fontes solar fotovoltaica-eólica, aplicados ao

dimensionamento levando em conta os custos de investimento, bem como a análise de risco financeiro destas fontes conectadas à rede, aproveitando a sinergia que possa haver entre elas em função do seu perfil de geração espacial-temporal complementar.

Adicionalmente, identificou-se uma escassez de estudos no Brasil da caracterização da complementaridade solar-eólica entre regiões, em diferentes bases de tempo.

1.5 ESTRUTURA DA TESE

Este trabalho está dividido em 5 capítulos:

O capítulo 1 apresenta uma breve contextualização da energia eólica e solar fotovoltaica, os objetivos, a motivação da realização deste trabalho e a revisão bibliográfica.

O capítulo 2 proporciona a fundamentação teórica dos métodos utilizados. A saber: modelos matemáticos utilizados para a estimação da energia gerada pelas fontes eólica e SF, custos de implantação das fontes, teoria do portfólio utilizada na mensuração do risco retorno e mercado de energia elétrica.

O capítulo 3 apresenta a metodologia proposta para caracterização e análise de complementaridade eólica e SF entre diferentes regiões e metodologia para análises econômica no âmbito da comercialização de energia elétrica no SEB.

O capítulo 4 ilustra a aplicação da metodologia proposta através de um estudo de caso, baseado no uso de dados reais dos recursos solar e eólico de diferentes regiões escolhidas e tecnologias usuais.

O capítulo 5 apresenta as conclusões de trabalho, bem como sugere tópicos de desenvolvimento para estudos futuros relacionados ao tema abordado.

2. BASES CONCEITUAIS

Neste capítulo, discorre-se sobre as bases conceituais relativas ao cálculo da energia gerada por centrais eólicas e centrais fotovoltaicas. Também discorre-se sobre as bases conceituais para o cálculo da receita e risco associado aos empreendimentos, considerando as regras de comercialização de energia no mercado de curto prazo.

O capítulo está dividido em três partes, a seguir descritas.

Na primeira parte, apresenta-se as bases teóricas da geração de energia elétrica com fonte solar fotovoltaica, contextualização e descrição dos principais parâmetros utilizados na modelagem matemática da estimativa de produção de energia elétrica e a influência da radiação e temperatura no desempenho dos equipamentos.

Na segunda parte, apresenta-se as bases teóricas da energia eólica e os modelos matemáticos utilizados na modelagem de estimativa da energia produzida com esta fonte, descrevendo os parâmetros com maior impacto na eficiência de produção de energia.

Em seguida, apresenta-se os conceitos econômicos relativo aos custos de equipamentos e implantação de ambas as tecnologias.

Finalmente, discorre-se sobre a teoria de portfólio, cujo conceito de diversificação, é utilizado para a análise da complementaridade e na ferramenta de mitigação de risco no mercado de curto prazo, utilizado para simular o sistema complementar solar-eólico inserido no mercado de energia elétrica.

2.1 A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Esta seção descreve os conceitos básicos necessários para o entendimento da modelagem utilizada na simulação e cálculo do dimensionamento e estimativa da energia gerada pela fonte solar fotovoltaica.

2.1.1 MOVIMENTO SOL-TERRA

A forma clássica de representar o céu consiste em imaginar uma esfera com a Terra fixa no centro. Essa esfera é chamada de esfera celeste e cada um dos pontos representa uma direção do céu observada da Terra. A sua interseção com o plano equatorial terrestre define o equador celeste. Os pontos de interseção com o eixo polar terrestre chamam-se polos celestiais. A Figura 1 ilustra a esfera celestia (LORENZO, 1994).

Figura 1 - Movimento aparente do Sol - Esfera Celeste

Fonte: Adaptado de (TAVARES, 2008)

A Terra movimenta-se ao redor do Sol sobre uma trajetória elíptica, com o Sol em um dos seus focos. O plano dessa órbita é chamado de plano eclíptica e o tempo que a Terra tarda em percorrê-lo define um ano.

Devido à excentricidade da eclíptica, a distância entre o Sol e Terra varia ao longo do ano, assim o cálculo dessa distância é dado por:

$$\varepsilon_0 = 1 + 0,033 \cdot \cos\left(\frac{360 \cdot n}{365}\right) \quad (2.1)$$

onde: n é o dia Juliano, que varia de 1 a 365 e começa em 1 de Janeiro.

Ao mesmo tempo, a terra gira ao redor de seu próprio eixo, chamado eixo polar, que possui uma inclinação de $23,45^\circ$ em relação à normal ao plano da eclíptica. O ângulo formado entre o plano do equador e o plano da eclíptica é chamado de declinação solar δ , que varia cada dia ao longo do ano no intervalo de $-23,45^\circ < \delta < 23,45^\circ$. O cálculo da declinação em graus é dado por:

$$\delta = 23,45^\circ \cdot \sin\left(\frac{360}{365} \cdot (n + 284)\right) \quad (2.2)$$

A declinação solar é zero nos dias de equinócios de outono e primavera. Nesses dias o dia e a noite possuem durações iguais em todas as regiões do globo terrestre. No solstício de Inverno o ângulo de declinação solar é $+23,45^\circ$, correspondendo ao dia mais curto e a noite mais longa do ano. Finalmente no solstício de verão o ângulo de declinação é $-23,45^\circ$ e corresponde ao dia mais longo do ano (TAVARES, 2008).

2.1.2 POSIÇÃO DO SOL RELATIVA À SUPERFÍCIE TERRESTRE

Para um observador sobre a superfície da terra, o Sol descreve uma trajetória aparente que depende da latitude e longitude do local de observação. A latitude é a distância angular de um ponto da terra relativo ao equador, de zero até -90° no hemisfério Sul, e longitude o ângulo medido ao leste ou oeste do meridiano de Greenwich. A posição do Sol é definida por dois ângulos, a altura solar H , que é o ângulo entre a direção do Sol e o plano horizontal do local, e o ângulo azimutal, A_s , que é o ângulo formado pela projeção do raio solar sobre o plano e a direção Norte-

Sul. O ângulo azimutal se define como positivo ao Oeste e negativo ao Leste (LABOURET e VILLOZ, 2010).

Para o correto entendimento do aproveitamento solar para geração de energia, é necessário conhecer algumas relações geométricas entre os raios solares e a superfície coletora, relações que são descritas através de vários ângulos, principalmente, porque na maioria das aplicações práticas é necessário determinar a posição do Sol relativa a uma superfície inclinada. A Figura 2 ilustra esses ângulos.

Figura 2 - Relações geométricas Sol-Terra

Fonte: Adaptado de (LABOURET e VILLOZ, 2010)

A linha perpendicular de um lugar específico da Terra intersecta a esfera celeste num ponto chamado zênite. O ângulo zenital, θ_z , é definido como o ângulo entre o raio do Sol e a zênite e como ilustra a figura é complementar à altura solar H .

O vetor N é perpendicular ao plano inclinado. Sua projeção sobre o plano horizontal e a direção Norte-Sul, definem o ângulo azimutal da superfície. O deslocamento

deste ângulo está entre -180° e 180° , sendo considerado positivo quando sua projeção se encontra à esquerda do Norte e negativo quando se encontra à direita.

O ângulo de inclinação, β , é o ângulo entre a superfície da figura e o plano horizontal.

A orientação de um módulo solar fica definida com o ângulo azimutal e o ângulo de inclinação.

2.1.3 RADIAÇÃO GLOBAL, DIFUSA E DIRETA

Para a conversão da energia solar em energia elétrica, através de sistemas fotovoltaicos, é necessário conhecer a intensidade da radiação solar global incidente no plano coletor. Esta radiação é utilizada tanto no dimensionamento do sistema quanto na análise do seu desempenho. A radiação solar global é medida no espectro inteiro, usando um piranômetro ou uma célula de silício (KALDELLIS e KAVADIAS, 2006).

A diferença existente nos níveis da radiação entre a atmosfera e a superfície da terra deve-se à reflexão, dispersão e sua absorção pelos vários compostos químicos, nitrogênio e oxigênio (78% e 21% respectivamente) e argônio, CO_2 , vapor de água e a capa de ozônio, que têm um papel importante na filtragem dos raios ultravioletas (LABOURET e VILLOZ, 2010). Como resultado dos efeitos atmosféricos, a radiação solar, que alcança a superfície terrestre, é composta por duas componentes: radiação direta do sol e radiação difusa recebida do céu. Se um módulo solar fotovoltaico estiver inclinado, recebe uma terceira componente que é a radiação refletida pela terra. A radiação total recebida sobre uma superfície inclinada G é expressa por:

$$G = G_{dir} + G_{dif} + G_{dref} \quad (2.3)$$

onde: G_{dir} é a radiação direta sobre a superfície inclinada, G_{dif} é a radiação difusa do céu sobre a superfície inclinada e G_{dref} é a radiação difusa refletida pelo terreno sobre a superfície inclinada.

As componentes da radiação solar para um céu claro e nublado estão mostradas na Figura 3. A radiação solar global é medida tendo em vista que as células fotovoltaicas aproveitam todas as componentes da radiação na conversão de energia solar em eletricidade. Os dados de radiação solar são medidos em diferentes intervalos de tempo a depender dos objetivos para os quais serão utilizados e variam desde valores médios horários até valores diários e médios mensais.

Figura 3- Componentes da radiação solar global

Fonte: (GDE, 2007)

Conhecer a posição do sol a cada instante permite determinar a inclinação ótima do módulo solar e um diagrama solar para uma estimativa de sombra sobre os módulos fotovoltaicos. A inclinação ótima do módulo fotovoltaico depende da latitude, da distribuição sazonal da carga e das condições meteorológicas do local.

No capítulo 3, onde é apresentada a integração de modelos e metodologia proposta na análise de complementaridade, utiliza-se estes conceitos no tratamento e preparação da base de dados de radiação solar medidos no plano horizontal, para o cálculo da irradiância solar sobre os módulos solares em diferentes ângulos de inclinação.

2.1.4 ESTIMAÇÃO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA PRODUZIDA.

O desempenho da célula fotovoltaica está altamente influenciado pelas condições do tempo, especialmente a radiação solar e a temperatura (ZHOU, YANG e FANG, 2007).

As características elétricas de um módulo fotovoltaico são representadas através de sua curva de corrente versus tensão I-V. Do ponto de vista prático, na área de sistemas fotovoltaicos, a parte útil da curva I-V é a que produz energia elétrica. Com relação à Figura 4, percebe-se que isso não ocorre no ponto de tensão de circuito aberto ($0, V_{OC}$) e nem no ponto de curto-circuito ($I_{SC}, 0$). Nesses pontos não há produção de energia, uma vez que a potência instantânea obtida a partir do produto entre a tensão e a corrente é igual a zero (ZILLES, NEGRÃO, *et al.*, 2012).

Figura 4- Curva V-I da célula fotovoltaica

Fonte: Adaptado de(KRAUTER, 2006)

A curva I-V é definida como a representação dos valores de corrente de saída de um módulo fotovoltaico em função da tensão, para condições preestabelecidas de temperatura e radiação. A partir da curva I-V, determinada sob condições normais de operação de um módulo fotovoltaico, obtêm-se os parâmetros característicos que determinam sua qualidade e desempenho, entre eles I_{SC} , V_{OC} , V_{MP} , I_{MP} e P_{MPP} .

Sendo:

I_{SC} – Corrente de curto circuito

V_{OC} - Tensão de circuito aberto

V_{MP} – Tensão no ponto de máxima potência

I_{MP} – Corrente no ponto de máxima potência

P_{MPP} – Máxima potência

Logo a potência do módulo é dada por:

$$P_{\text{módulo}} = V \cdot I \quad (2.4)$$

O ponto de máxima potência ocorre em razão de uma única combinação de valores de tensão e corrente, (V_{MP}, I_{MP}) e é calculado por:

$$P_{MPP} = V_{MP} \cdot I_{MP} \quad (2.5)$$

Fabricantes de células fotovoltaicas fornecem informação sobre o ponto de máxima potência, tensão e corrente em função da temperatura e radiação solar (BOROWY e SALAMEH, 1996).

As características elétricas dos módulos fotovoltaicos podem ser alteradas em razão de diferentes fatores, sendo alguns decorrentes do material e processo de fabricação e outros ambientais.

A temperatura da célula fotovoltaica, T_{cell} , influencia as características de corrente e tensão I-V e conseqüentemente a eficiência elétrica do módulo fotovoltaico. O método mais comum para determinar o valor T_{cell} , consiste em utilizar a temperatura da célula em condições de operação normal, T_{CON} . O valor deste parâmetro é fornecido pelos fabricantes. Como T_{cell} é dependente da temperatura ambiente, $T_a = 20^\circ C$, e da radiação solar, $G_{ref} = 800 \text{ W/m}^2$, a mesma é calculada, para qualquer valor de irradiância global, G , a partir de (MATTEI, NOTTON, *et al.*, 2006):

$$T_{cell} = T_a + (T_{CON} - 20^\circ C) \cdot \left(\frac{G}{800}\right) \cdot 0,9 \quad (2.6)$$

Em aplicações práticas um módulo solar típico é constituído por 36 células distribuídas em N_s células em série e N_p células em paralelo, sendo a potência fotovoltaica do módulo (P_{PV}):

$$P_{PV} = N_p \cdot N_s \cdot P_{módulo} \cdot \eta_{MPP} \cdot \eta_{outros} \quad (2.7)$$

Onde η_{MPP} é a eficiência no ponto de potência máxima, que geralmente tem um valor próximo a 95%, e η_{outros} representa outras perdas existentes no processo de conversão, tais como perda por efeito joule, dentre outras (YANG, ZHOU, *et al.*, 2008). Utiliza-se um valor para η_{MPP} porque nenhum módulo fotovoltaico trabalha no máximo ponto de potência.

Como citado acima, as condições de operação normais, irradiância de 1000 W/m^2 e temperatura de $25^\circ C$, são utilizadas para medir e comparar a eficiência entre diferentes módulos fotovoltaicos. No entanto, esses valores estão longe de ser um caso habitual, porque representam condições de operação em um dia típico de céu claro, em horários próximos ao meio-dia (GDE, 2007).

Em condições reais de operação, as variações de irradiância e temperatura ambiente implicam em uma variação na temperatura das células que compõem um módulo fotovoltaico. Este aumento de temperatura tende a reduzir a eficiência do

módulo. Isto se deve ao fato que a voltagem diminui significativamente com o aumento da temperatura da célula enquanto que a corrente sofre uma elevação muito pequena, quase que desprezível. Em algumas latitudes a temperatura das células pode alcançar valores próximos a 50°C. Assim sendo, ao dimensionar um sistema fotovoltaico, procura-se aumentar a capacidade instalada para compensar a perda de potência do módulo com a temperatura (ZILLES, NEGRÃO, *et al.*, 2012).

O modelo, que considera as taxas de variação dos parâmetros característicos do módulo fotovoltaico em função da temperatura, utiliza o coeficiente de temperatura. A partir do coeficiente que relaciona a variação da potência com a temperatura, γ_{MPP} , pode-se calcular a potência do módulo e, conseqüentemente, do gerador fotovoltaico, a partir de:

$$P_{FV} = P_{FVnom} \cdot \frac{G}{G_{ref}} \left(1 - \gamma_{MPP} (T_{cell} - T_{cell,ref}) \right) \cdot \eta_{SMPP} \quad (2.8)$$

onde: P_{FV} é a potência gerada pelo módulo fotovoltaico, P_{FVnom} é a potência nominal do módulo fotovoltaico, G é a irradiância incidente no módulo fotovoltaico, T_{cell} é a temperatura da célula, η_{SMPP} é a eficiência no ponto máximo de potência, G_{ref} e $T_{cell,ref}$ são a irradiância e a temperatura da célula em condições de operação padrão $T_{cellref} = 25^{\circ}C$ e $G_{ref} = 1000Wm^{-2}$. (DESHMUKH e DESHMUCK, 2008).

A potência gerada pelo módulo fotovoltaico decresce consideravelmente, quando as curvas I-V das células fotovoltaicas não são idênticas, devido a uma radiação não uniforme, variações de temperatura, células danificadas, sombreamento, etc. Se um módulo fotovoltaico for sombreado, efeitos inesperados acontecem na curva de potência e, embora seja uma pequena fração do módulo, tem-se uma significativa redução de potência. Uma importante consideração que se deve dar a este problema é ponderar a influência de obstáculos como árvores e construções próximas, que podem reduzir consideravelmente o desempenho do módulo fotovoltaico (KARATEPE, BOZTEPE e ÇOLAK, 2007).

A partir da potência entregue pelo módulo solar fotovoltaico, o cálculo da energia produzida em um intervalo de tempo é dado por:

$$E_{FV} = \int_{t_1}^{t_2} P_{FV} \cdot dt \quad (2.9)$$

Nesta tese, utiliza-se valores médios horários de irradiância e temperatura no cálculo da potência elétrica na saída do módulo. A energia gerada no período é dada pela seguinte equação:

$$E_{FV}(Wh) = \sum_{t=1}^{8760} (P_{FV}(t) \cdot (\Delta t)) \quad (2.10)$$

2.2 A ENERGIA EÓLICA

A escolha de uma área para instalação de um parque eólico, bem como o seu dimensionamento exige o conhecimento adequado do comportamento do vento, ou seja, sua intensidade, direção e variações temporais.

Para isto torna-se necessário a instalação de torres anemométricas para medição dos dados por pelo menos 1 ano. As séries temporais de dados de vento podem ser usadas diretamente no cálculo da estimativa de produção de energia das turbinas eólicas. A partir do tratamento estatístico da série de dados é possível identificar a função densidade de probabilidade de ocorrência que melhor representa o comportamento dos ventos e usá-la também no cálculo da estimativa de produção de energia gerada das turbinas eólicas (JAMIL, PARSA e MAJIDI, 1995).

Nesta tese, o cálculo da energia produzida pela fonte eólica é realizado usando as séries temporais em base horária.

2.2.1 ENERGIA ELÉTRICA PRODUZIDA POR TURBINAS EÓLICAS

Aprimorar os critérios de análise do potencial eólico e da energia elétrica produzida pela fonte eólica é essencial para o dimensionamento ótimo do sistema. A falta de critério rigoroso neste aspecto pode levar a um sobre ou sub-dimensionamento do

sistema e, conseqüentemente, a um projeto inviável, tanto técnica como economicamente (CELIK, 2003).

Uma das características mais importantes do vento é sua densidade de energia, que é a energia por unidade de área atravessada em um intervalo de tempo e é dada por (DAOO, PANCHAL, *et al.*, 1998):

$$E_{wind} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \cdot \Delta t \quad (2.11)$$

Onde: ρ é a densidade do ar (1,225 Kg/m³ a 15 graus Celsius e ao nível do mar). A temperatura, a pressão e a umidade influenciam o valor da densidade do ar (JAMIL, PARSA e MAJIDI, 1995), v é a velocidade de vento e Δt é o intervalo de tempo.

Diferentes funções de distribuição de velocidade do vento são utilizadas, tais como Weibull, Rayleigh e a Gaussiana. Entre estes, a distribuição de Weibull destaca-se por possibilitar o ajuste dos parâmetros da função em um período de tempo, usualmente um mês ou um ano. Esta função também é amplamente utilizada por incorporar várias outras funções a depender do valor do parâmetro de forma (k) (FADIGAS, 2011). Esta função tem sido utilizada amplamente na análise do potencial eólico (CHANG e TU, 2007).

Na análise da intensidade da velocidade do vento, os dados são usualmente apresentados em intervalos de tempo, observações independentes, onde é usual uma resolução de séries de 10 minutos. A depender da aplicação que se faz dos dados é possível trabalhar com bases de dados em intervalos de tempo maiores, por exemplo, 1 hora (CELIK, 2003).

Devido à dificuldade em identificar de forma imediata o potencial eólico a partir da base de dados medidos em função do volume de dados, é feita uma compactação dos dados distribuindo os mesmos em intervalos de velocidade (classes de velocidade) identificando a distribuição de frequência relativa para exibirem os

aspectos importantes da sua distribuição (FADIGAS, 2011). A frequência relativa é calculada a partir de:

$$f(v_i) = \frac{f_i}{\sum_{i=1}^n f_i} = \frac{f_i}{N} \quad (2.12)$$

onde: n é o número de classes de velocidade, N é o número total de registros de velocidade de vento, v_i é a velocidade média do intervalo i e f_i é a frequência absoluta, ou seja, número de ocorrências de velocidade no intervalo i .

A velocidade média do vento é calculada por:

$$\bar{v} = \frac{\sum_{i=1}^n f_i \cdot v_i}{\sum_{i=1}^n f_i} = \frac{1}{N} [\sum_{i=1}^n f_i \cdot v_i] \quad (2.13)$$

O desvio padrão é obtido a partir de:

$$\sigma = \left[\frac{1}{N-1} [\sum_{i=1}^n f_i (v_i - \bar{v})^2] \right]^{1/2} \quad (2.14)$$

Os valores do desvio padrão somente podem ser avaliados junto com os valores da velocidade do vento. Enquanto, um grande desvio com uma alta velocidade média de vento indica uma variação grande dia a dia na velocidade do vento, um pequeno desvio com uma alta velocidade indica pouca variação dia a dia, porém com um intervalo de tempo mais ventoso seguido de um intervalo de tempo sem ventos (CELIK, 2003).

A caracterização da função de densidade de probabilidade e sua função de probabilidade acumulada para a distribuição de Weibull é dada, respectivamente por (MANWELL, MCGOWAN e ROGERS, 2004):

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{(k-1)} \exp \left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k \right] \quad (2.15)$$

$$F(v) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (2.16)$$

onde: c é o parâmetro de escala (m/seg), k é o parâmetro de forma (adimensional), e v é a velocidade do vento.

Existem diferentes métodos para calcular os parâmetros da distribuição de Weibull, sendo o método mais comum a utilização da equação $F(v)$, onde se aplica logarítmico neperiano nos dois parâmetros da equação, c e k , para linearizar a função, e emprega-se o método de mínimos quadrados para calcular os dois coeficientes, c e k (JAMIL, PARSA e MAJIDI, 1995), caracterizando o potencial do local.

A Figura 5 ilustra as diferentes distribuições de Weibull para diferentes valores do parâmetro de forma.

Figura 5 - Distribuições de Weibull para diferentes valores do fator de forma

Fonte: (CRESESB, 2002)

No caso em que as medições sejam realizadas em torres de menor altura é necessário extrapolar o perfil da velocidade do vento dentro da camada atmosférica. Dois modelos são bastante utilizados para expressar a variação da velocidade do vento com a altura, sendo conhecidos como perfil exponencial e perfil logarítmico (TAVARES, 2008).

A primeira é a extrapolação mais comum e encontra-se baseada na equação de velocidade da lei de potência, preferida pelos engenheiros pela sua simplicidade matemática e também porque fornece um ajuste razoável aos valores observados no perfil de velocidade do vento (ZOUMAKIS, 1993).

$$\frac{v}{v_r} = \left(\frac{z}{z_r}\right)^\alpha \quad (2.17)$$

onde: v e v_r são as velocidades do vento em alturas z e z_r . Sendo z_r a altura de referência onde foram realizadas as medições e z a altura em que será instalada a turbina eólica. O valor do coeficiente da lei de potência α depende das condições climáticas e da rugosidade e topografia do terreno e varia entre 0,10 para superfícies planas, água e gelo até 0,40 para grandes cidades com altos edifícios e construções (PATEL, 1999).

A extrapolação logarítmica é mais comumente usada na Europa e é dada por:

$$\frac{v}{v_r} = \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \quad (2.18)$$

onde: v representa a velocidade a ser calculada, v_r , a velocidade medida em uma altura de referência z_r , z a altura em que será instalada a turbina eólica e z_0 é o comprimento da rugosidade.

Um dos fatores da alta variabilidade no perfil vertical do vento é o comprimento da rugosidade, relacionada diretamente com as características do terreno e a influencia dos obstáculos sobre o vento. Por isso, recomenda-se a busca de locais com valores menores de rugosidade de terreno.

O comprimento de rugosidade é a altura em que a velocidade de vento é zero, caso o vento tenha um comportamento logarítmico com a variação de altura. A tabela a seguir mostra valores de comprimento de rugosidade do terreno, z_0 , para diferentes tipos de terrenos (CUSTÓDIO, 2009).

Tabela 1 - Comprimentos de rugosidade para diferentes tipos de terreno

Descrição do terreno	z_0 (mm)
Liso, gelo, lama	0.10
Mar aberto e calmo	0.20
Mar agitado	0.50
Neve	3.00
Gramado	8.00
Pasto acidentado	10.00
Campo e declive	30.00
Cultivado	50.00
Poucas árvores	100.00
Muitas árvores, poucos edifícios, cercas	250.00
Florestas	500.00
Subúrbios	1500.00
Zonas urbanas com edifícios altos	3000.00

Fonte: (CUSTÓDIO, 2009)

2.2.2 DESEMPENHO DE UMA TURBINA EÓLICA

A energia contida no vento não pode ser utilizada totalmente por uma turbina eólica, já que, como ilustra a Figura 6 a curva de potência de uma turbina opera somente entre a velocidade de entrada de geração (v_e) e a velocidade de corte de geração (v_c).

Diferentes turbinas eólicas, com uma mesma potência nominal, podem gerar, no mesmo local, diferentes quantidades de energia, em função da sua curva de potência que expressa o desempenho em função da velocidade do vento (NOTTON, LAZAROV e STOYANOV, 2008). Assim, a quantidade de energia gerada por um parque eólico é dependente da curva da potência da turbina eólica.

Figura 6 - Curva de potência de duas turbinas eólicas.

Fonte: (LEITWIND, 2011)

As condições atmosféricas também têm efeito sobre a curva da potência e consequentemente sobre o desempenho da turbina (WAGENAAR e EECEN, 2011). Correções na curva de potência em função da densidade do ar e da temperatura devem ser consideradas, para ajustar o desempenho da turbina às condições climáticas locais (IEC, 2005). A partir de:

$$v_{norm} = v \cdot \left(\frac{\rho}{\rho_0} \right)^{1/3} \quad (2.19)$$

onde: v_{norm} é a velocidade do vento normalizado e ρ_0 é a densidade do ar em condições atmosféricas padrões $1,225 \text{ Kg/m}^3$, ao nível do mar e ρ é a densidade do ar do local, v a velocidade medida.

A energia gerada por uma turbina eólica é obtida pelo acoplamento da distribuição de probabilidade do vento e a curva de potência da turbina como ilustra a Figura 7.

Figura 7 - Energia eficaz produzida pela turbina eólica

Fonte: (POLIZEL, 2007)

A distribuição de Weibull é utilizada amplamente na estimativa de produção de energia. Representa adequadamente a distribuição de velocidade de vento. No entanto, mostra a freqüência de ocorrência das velocidades de vento, mas não o momento do registro no tempo e, conseqüentemente, a variabilidade intrínseca do recurso eólico em cada instante de tempo, que para fins do estudo de complementaridade se faz necessário conhecer.

A produção anual de energia (PAE) de uma turbina eólica pode ser calculada pela seguinte equação (COPEL, 2007):

$$PAE = 8,76 \cdot \int_v^{\infty} P(v) f(v) dv \quad (MWh) \quad (2.20)$$

Onde: $P(v)$, em kW, é a potência elétrica (curva de potência) em função de (v) ; $f(v)$ é a função densidade de probabilidade de ocorrência das velocidades do vento (COPEL, 2007).

Nesta tese utiliza-se séries horárias de velocidades de vento no cálculo da estimativa da produção de energia das fontes e análise e caracterização da complementaridade entre as mesmas.

Portanto, a potência elétrica entregue pela turbina eólica é calculada a partir das médias horárias de velocidade de vento. A energia anual produzida pela turbina eólica, E_E , é calculada por:

$$E_E(\text{Wh}) = \sum_{t=1}^{8760} P(v_t) \cdot \Delta t \quad (2.21)$$

onde: $P(v_t)$ é a potência entregue pela turbina eólica, e $\Delta t = 1\text{h}$.

Desta forma a energia anual gerada, E_{Eg} , por um parque eólico pode ser calculada por:

$$E_{Eg} = (\sum_{i=1}^{8760} P(v_i) \cdot \Delta T) \cdot NT \cdot FD \cdot (1 - \text{Per})(\text{MWh}) \quad (2.22)$$

onde: $P(v_i)$ é a potência da turbina eólica na incidência da velocidade de vento v_i , ΔT é o intervalo de tempo (1 hora), NT é o número de turbinas, FD é o fator de disponibilidade da planta e Per é a perda total da planta (perda por efeito esteira + perdas nos cabos e demais equipamentos que interligam as turbinas).

O fator de capacidade (FC) é um parâmetro que indica o potencial de geração da energia do parque eólico e é definido como a razão entre a energia efetivamente gerada e a energia teórica gerada considerando-se a potência nominal (P_n) da planta eólica. É expressa por:

$$FC = \frac{E_{Eg}}{8760 \cdot P_n} \quad (2.23)$$

2.3 CUSTO IMPLANTAÇÃO (INVESTIMENTO) DAS FONTES

Nesta tese, o orçamento atribuído a cada tipo de fonte avaliada está atrelado ao custo de implantação do sistema. Nestes custos são considerados os custos dos equipamentos adicionados ao custo de instalação. Normalmente este custo é

normalizado e apresentado na unidade R\$/kW, ou seja, custo incorrido para implantar cada kW de uma determinada fonte geradora de energia. É utilizado para comparar os diversos tipos de fontes geradoras de energia no que tange aos investimentos iniciais. Não é o melhor indicador de mérito para comparar de forma mais completa as fontes pois não leva em conta os custos operacionais incorridos ao longo da vida útil da fonte (FADIGAS, 2011).

O custo da energia gerada (R\$/MWh) depende de aspectos físicos (configuração do sistema, estratégia de operação, tamanho do subsistema, potência da fonte, local de instalação, etc.), e econômicos (taxa de inflação, taxa de desconto, dentre outros) (NOTTON, 2010).

O custo do equipamento, quase sempre é dado por unidade de potência ou energia. A literatura oferece diferentes suposições para estimativas dos custos dos equipamentos. O custo de instalação é estimado como uma percentagem do custo do equipamento. A literatura fornece uma ampla faixa de percentagens para os custos dos equipamentos dos sistemas solar fotovoltaico e eólico, desde 15% até 50% com um valor médio de 25%. (CUSTÓDIO, 2009).

2.3.1 CUSTO NA IMPLANTAÇÃO DO SISTEMA EÓLICO

Normalmente, considera-se como custo total de investimento o custo da central instalada, pronta para entrar em operação. Esse custo pode ser dividido em:

- Custo do aerogerador (incluindo transporte)
- Custo do sitio e instalação da central
- Custos diversos: financeiros, planejamento e engenharia

Os aerogeradores representam o principal componente de custo para implantação de um parque eólico como pode ser verificado na Figura 8, os outros custos são denominados custos secundários.

O custo da infraestrutura está associado com o acesso e obras civis para a implantação do projeto.

O custo do projeto leva em conta o estudo do terreno, a avaliação do vento, estudos relativos ao parque eólico e disposição das turbinas eólicas e o estudo de conexão na rede elétrica.

Os custos financeiros representam o custo de oportunidade do capital, que varia conforme o cronograma de desembolso do investimento. No Brasil investimentos são, em geral, financiados pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - **BNDES**.

Entre os custos secundários, o custo de conexão na rede elétrica pode representar uma parcela muito grande do custo do empreendimento e deve ser avaliada com atenção.

Figura 8 - Composição dos custos de um parque eólico

Fonte: Adaptado (MATTUELLA, 2005)

No Brasil os custos de implantação de um parque eólico são dados praticamente indisponíveis na literatura, em grande parte por serem considerados estratégicos e pelos contratos de confidencialidade das empresas (BRACIANI, 2011).

2.3.2 CUSTO NA IMPLANTAÇÃO DO SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

O custo do sistema fotovoltaico depende de diferentes fatores, principalmente da potência nominal do sistema, o tipo e local de instalação e o fabricante.

O custo de investimento em sistemas fotovoltaicos pode ser composto por três itens principais: os módulos fotovoltaicos, o inversor de linha e o "Balance of the System - BoS", que engloba as estruturas mecânicas de sustentação, equipamentos elétricos auxiliares, cabos e conexões e a engenharia necessária para a adequação dos componentes do sistema, assim como custos gerais de instalação e montagem.

Atualmente o custo dos módulos responde por 60% do custo total dos sistemas fotovoltaicos, o inversor aproximadamente 10% e os restantes 30% é atribuído ao BoS. A figura 9 ilustra a composição do custo de investimento nos sistemas solares fotovoltaicos (EPE, 2012).

Figura 9 - Composição dos custos de uma usina fotovoltaica.

Fonte: Adaptado (EPE, 2012).

O custo anual de operação e manutenção $C_{O\&M}$ é geralmente calculado como uma percentagem do custo de investimento, ou como um custo composto por parte variável e fixa, sendo a parte variável aproximadamente 1% por ano para a fotovoltaica e 3% por ano para a eólica (DIAF, NOTTON, *et al.*, 2008).

2.4 ANÁLISE DE RISCO

No que se segue, são apresentados os conceitos de teoria de portfólio e métricas de risco, indicadores utilizados no estudo de caso para avaliação de complementaridade entre fontes com perfil de produção sazonal e seu impacto na receita financeira e risco associado.

2.4.1 TEORIA MODERNA DO PORTFÓLIO

Um investidor que esteja no mercado deve (ou pelo menos deveria) buscar o máximo retorno possível do seu investimento, dentro de níveis de risco aceitáveis. As relações entre retorno e risco mostram-se correlacionadas, ou seja, quando um aumenta o outro aumenta junto, porém essa relação pode ser trabalhada de forma que se consiga, através da diversificação, reduzir o risco de uma carteira a níveis algumas vezes menores que o risco do investimento mais seguro que participa da carteira, dependendo da correlação entre os componentes da carteira (MARKOWITZ, 1952).

Isso se deve ao fato de que quando se diversifica um investimento, o capital total pode sofrer baixa relativa decorrente de acontecimentos que afetam um dos ativos que compõe a carteira, como ilustra a figura 10. Neste caso os outros ativos podem reduzir as perdas totais, porém o mesmo pode acontecer quando uma boa notícia afeta positivamente o valor de um ativo, os outros, não sendo afetados (GONÇALVES, DE OLIVEIRA e BARRA, 2002).

Figura 10 - Composição de carteira diversificada.

Fonte: Autor

A seleção de carteiras é um processo que permite compensar o risco e o retorno esperado para encontrar a melhor carteira de ativos e passivos. Deve haver uma carteira de ações que maximiza o retorno e minimiza a variância, e esta deve ser a carteira recomendada para o investidor.

O modelo de Markowitz é dado por:

$$E = \sum_{i=1}^n X_i \cdot \mu_i \quad (2.24)$$

$$V = \sum_{i=1}^n X_i \cdot \left(\sum_{j=1}^n X_j \cdot \sigma_{ij} \right) \quad (2.25)$$

$$\sum_{i=1}^n X_i = 1 \quad (2.26)$$

$$X_i \geq 0 \quad (2.27)$$

onde: E é o retorno da carteira, V é a variância da carteira, X_i é a participação de cada ativo, μ_i é o retorno esperado de cada ativo, σ_{ij} é a covariância entre par de ativos se (i) diferente de (j) e variância se (i) igual a (j).

O modelo mostra que o retorno esperado é a média ponderada dos retornos individuais, enquanto a variância ou risco da carteira depende da covariância entre os pares ativos, a qual por sua vez depende da correlação entre os ativos. Quando dois ou mais ativos pouco relacionados compõem a carteira de investimentos consegue-se um risco menor que a média ponderada dos riscos individuais, obtendo-se algumas vezes um risco menor que o do ativo de menor risco com um

retorno maior que o deste ativo. A figura 11 ilustra a fronteira eficiente que é construída por simulações a partir de pares de retorno e risco associado. Uma vez definida a fronteira eficiente, seleciona-se a carteira com mínimo risco.

Figura 11 - Fronteira eficiente de carteiras.

Fonte: Adaptado (MICHAUD, 2008)

2.4.2 MÉTRICAS DE RISCO

O risco pode ser compreendido como a possibilidade de ocorrência de um evento não desejável ou adverso. As métricas de risco permitem mensurar a possibilidade esperada da ocorrência do evento e quantificar o valor esperado da perda decorrente.

Nos investimentos em empreendimentos de geração de energia, o risco do negócio está associado às variações da rentabilidade do projeto, aos lucros provenientes da produção de eletricidade e a comercialização de energia.

A gestão comercial do projeto, onde se estabelece o nível de exposição ao mercado de curto prazo e se define os contratos de venda de energia, é uma das decisões mais importantes a ser tomada pelo investidor, representando uma variável

estratégica para o analista financeiro considerar na avaliação de projetos de geração (LIMA, 2002)

As metodologias de mensuração de riscos mais comuns na análise financeira de exposição aos preços de mercado são: O Valor em Risco (VaR), o valor em risco condicionado (CVaR) e o Fluxo de Caixa em Risco (CFaR).

2.4.2.1 VALOR EM RISCO (VAR)

O Valor em Risco VaR é uma das medidas de risco mais utilizadas em finanças. A correta estimação do VaR é essencial para qualquer instituição financeira, a fim de alcançar as exigências da liquidez do capital e conhecer as variações adversas do mercado (JADHAV, 2009)

O VaR é uma medida da variação potencial máxima do valor de um ativo (ou carteira de ativos), sobre um período de tempo. Ou seja, quanto se pode perder, com probabilidade p , sobre um horizonte fixado (MORETTIN, 2008).

Permite medir o risco inerente a cada carteira de investimento, o VaR paramétrico é calculado por:

$$VaR = \alpha \cdot \sigma \cdot V_0 \cdot \sqrt{\Delta t} \quad (2.28)$$

onde: α é o intervalo de confiança, σ é o desvio padrão, V_0 é o valor do ativo, Δt é o intervalo da posição.

A determinação do VaR pode ser efetivada a partir da aplicação das principais metodologias, ou seja, o método paramétrico, a simulação histórica ou por simulação de Monte Carlo. As três metodologias necessitam das informações básicas do VaR, a saber:

- Definição de um horizonte de tempo
- Nível de significância probabilística
- Preços relacionados aos ativos e passivos da carteira

As principais limitações do VaR consistem no fato de que (RAMOS, GUARNIER, *et al.*, 2011):

- Não fornece a medida de perdas potenciais que excedem o valor próprio do VaR.
- Quando empregada para otimização de carteiras pode causar um alongamento na cauda da curva de distribuição de perdas, criando um potencial de perdas mais elevadas quando estas ultrapassam os próprios valores do VaR.
- Sua aplicação é de difícil otimização, exceto quando assume uma distribuição normal para as variáveis de mercado na qual está sustentado.

2.4.2.2 VALOR EM RISCO CONDICIONADO (CVaR)

Devido as limitações do VaR, um novo parâmetro foi desenvolvido, indicando de forma mais adequada o potencial de perdas que ultrapassam o intervalo de confiança ao calcular a média das perdas que excedem o valor do VaR.

O CVaR pode ser definido como o valor médio esperado do excedente das perdas que ultrapassam o valor do VaR. A aplicação do CVaR permite que se obtenha uma carteira menos exposta a valores extremos, do que a otimizada pelo VaR.

A figura 12 ilustra a diferença entre VaR e CVaR. As duas distribuições distintas apresentam um mesmo valor de VaR, no entanto, os valores de CVaR são distintos, devido ao alongamento da cauda das distribuições.

Figura 12 – Diferencia entre VaR e CVaR para duas distribuições distintas.

Fonte: Autor

2.5 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA E ANÁLISE DE RISCO

A avaliação econômica e financeira para esta análise é diferente dos estudos apresentados na revisão bibliográfica, com fontes eólica e solar fotovoltaica de geração de energia elétrica, principalmente levando em conta que são sistemas conectados na rede e que estão expostos aos custos e preços no mercado de energia elétrica. Além disso, as peculiaridades do ambiente de comercialização de energia permitem aos agentes privados a venda da energia gerada no mercado de curto prazo.

2.5.1 ASPECTOS REGULATÓRIOS E DE COMERCIALIZAÇÃO

O planejamento da operação do sistema é realizado com o suporte do modelo multi-estágio de otimização estocástica, NEWAVE, que considera toda a representação detalhada das plantas termelétricas e hidrelétricas do sistema, séries hidrológicas anuais adquiridas ao longo dos anos, dados do parque gerador brasileiro, projeção de expansão, previsão de demanda e oferta e as incertezas de vazão, dentre outros, para determinar as diretrizes do despacho ótimo da capacidade de produção de energia elétrica por hidrelétricas e termelétricas.

Resumidamente, pode-se explicar que o ONS define as diretrizes para despacho das plantas hidrelétricas e das termelétricas integrantes do SIN com o suporte do NEWAVE e, como resultado dessa computação, os custos marginais de operação (CMO) do sistema são obtidos. Aplicando-se valores limites de teto e piso, os preços spot (ou preço da liquidação da diferença - PLD) são definidos.

2.5.1.1 GARANTIA FÍSICA

Sob a perspectiva dos geradores, uma regra regulatória básica reside na obrigatoriedade de que todos os contratos financeiros sejam lastreados pelos certificados de energia firme (garantia física). Com efeito, garante-se que a alocação total de energia em contratos não exceda o montante equivalente a garantia física ao qual o agente gerador possui certificado pelo agente regulador, seja essa referente a um único empreendimento ou de um parque gerador (com plantas próprias ou de terceiros, via arranjos comerciais).

Essa regra tem como objetivo garantir que a energia comercializada dentro do sistema não exceda a sua capacidade de atendimento e, assim, a regulação impõe a regra de que o montante alocado em contratos financeiros de comercialização de energia elétrica seja lastreado pela garantia física das usinas.

A energia firme total do sistema é calculada através de simulações de cenários hidrológicos, a partir de onde o crédito total do sistema é obtido quando o custo marginal de operação iguala-se com o custo marginal de expansão, com uma restrição adicional que limita em 5% a probabilidade do déficit energético em qualquer submercado. Assim, para cada usina geradora é dado uma parcela (proporcional) do crédito total do sistema, em termos simplistas, de acordo com os benefícios que esta fonte trás ao sistema, especialmente em condições adversas hidrológicas.

Em outras palavras, a garantia física (GF) pode ser interpretada como a máxima quantidade de energia ao qual uma usina pode comercializar através de contratos bilaterais e, na prática, funciona como uma restrição a comercialização de contratos de energia.

Disso decorre o fato de que uma empresa, proprietária de certo número de unidades de geração, tem como volume máximo a ser alocado em contratos, um montante igual ao somatório de todas as garantias físicas de todas suas unidades. O que reforça a idéia de formação de um portfólio com diferentes fontes como uma importante estratégia para desenvolvimento de negócios.

Se pelo lado dos geradores há uma regra da garantia física, pelo lado dos consumidores a regulação requer que toda a demanda por carga seja lastreada por contratos de suprimento, sujeito a penalidades se estas forem subdimensionadas. Essas duas regras criam uma ligação entre a previsão de carga e geração, o que as tornam relevantes para o planejamento da expansão e operação do sistema.

A garantia física de cada usina deve ser compatível com a energia assegurada do sistema, definida como a máxima carga que pode ser suprida pelo sistema sem a violação do critério de garantia de suprimento. O agente regulador concede a cada usina um crédito, representado pela GF, calculado como uma fração da energia assegurada do sistema.

A GF total do SIN é calculada com base na simulação de cenários hidrológicos, onde o crédito total do sistema iguala a expectativa de demanda que deve ser atendida em 95% dos cenários. Para cada unidade de geração é dada uma proporção do crédito total, em termos simples, de acordo com o seu impacto marginal sobre a capacidade de todo o sistema. Esse crédito individual é chamado de Garantia Física ou Energia Assegurada.

2.5.1.2 PREÇO SPOT DE ENERGIA

A atividade de comercialização da energia no contexto atual do SEB não é uma tarefa trivial e requer um ativo gerenciamento por parte de seus atores. Como em qualquer outro mercado de commodities, está sujeita as incertezas sobre o ativo base, que é o preço de energia.

Um aspecto a ser ressaltado é a dependência do regime pluvial, já que, cerca de 67% da energia elétrica é gerada em usinas Hidrelétricas e, evidenciam-se duas situações:

- Custo de energia elétrica baixo na maior parte do tempo.
- Alta volatilidade dos preços de energia no mercado de curto prazo e, com isso, torna a contratação de energia uma atividade complexa.

Portanto, para os agentes geradores torna-se necessário uma análise da sua geração elétrica associada com a volatilidade do preço no mercado de curto prazo (PLD) e selecionar uma alternativa estratégica que garanta uma maior receita, levando-se em conta os riscos associados à sua operação dentro do mercado elétrico.

2.5.1.3 CONTRATAÇÃO E IMPLICAÇÕES

Os agentes de geração e os comercializadores podem, segundo o modelo vigente do setor, realizar a comercialização de energia elétrica em dois ambientes de mercado: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulado (ACR).

A existência desses dois ambientes permite a manutenção de caráter competitivo da geração, onde independentemente do Ambiente, os contratos devem ser registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo.

No ACL, os acordos de compra e venda de energia são pactuados por meio de contratos bilaterais e realizados através da livre negociação entre agentes geradores, consumidores livres, exportadores e importadores de energia, onde há liberdade para se estabelecer os preços relativos aos volumes de compra e venda de energia e sua variação com o tempo. Nesse ambiente, os contratos bilaterais são denominados de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL).

Por sua vez, no ACR os contratos são pactuados por meio de contratos bilaterais regulados e realizados entre agentes vendedores e distribuidores participantes dos leilões de compra e venda de energia elétrica. Esses contratos são denominados de

Contratos de Compra de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR).

Tanto os contratos do ACR como os do ACL são registrados no CCEE e servem de base para contabilizar e liquidar as diferenças no mercado de curto prazo. Os montantes totais contratados são liquidados bilateralmente pelos Agentes, fora do ambiente de operações da CCEE e de acordo com condições contratuais específicas.

As relações comerciais entre os agentes são regidas predominantemente por contratos de compra e venda de energia, e todos os contratos celebrados entre os agentes no âmbito do Sistema Interligado Nacional devem ser registrados na CCEE, que contabiliza as diferenças entre o produzido ou consumido e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no Mercado de Curto Prazo e valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado, tendo como base o custo marginal de operação do sistema, este limitado por um preço mínimo e um preço máximo.

Os agentes vendedores devem apresentar cem por cento de lastro para venda de energia e potência, constituído pela Garantia Física (Placa) de empreendimentos. Cabe a eles, no entanto, definir qual a melhor forma de negociar a sua "Placa". São opções, portanto, operar em diferentes parcelas de garantia física contratada, sujeitando-se assim ao mercado de curto prazo.

A contratação de energia no ambiente livre atrai consumidores que buscam melhorar suas receitas com a possibilidade de energia barata, mas em contrapartida, trazem consigo elevados riscos, pois a pesar de haver certo comportamento cíclico, não há uma maneira de se prever com exatidão qual será a real disponibilidade energética em um horizonte de médio ou de longo prazo, tornando a precificação do valor da energia uma difícil tarefa.

Aos agentes geradores, a questão torna-se oposta, ou seja, configura-se bastante interessante o estabelecimento de contratos de longo prazo como mecanismo de defesa para os preços baixos que ocorrem na maior parte do tempo e como forma

de assegurar receitas para honrar compromissos financeiros de amortizações dos investimentos, que em sua maioria são financiados e requerem garantias financeiras das companhias.

Os riscos no ambiente de comercialização decorrem da grande variação a que os preços de energia estão sujeitos no mercado de curto prazo, mas que podem ser amenizados com contratos de longo prazo, como mecanismo de defesa para os preços baixos que ocorrem na maior parte do tempo, porém seria vantajoso estar com sua capacidade de produção descontratada nos momentos em que o preço de curto prazo dispara, de modo a obter ganhos com a venda de energia a preços extremamente elevados. Esse é um grande dilema para os geradores da alocação ótima de energia em contratos de longo prazo.

Para avaliar o risco econômico e financeiro dos sistemas eólicos e fotovoltaicos dentro do mercado elétrico, bem como, para determinar uma montante de contratação de longo prazo e a exposição à volatilidade dos preços de mercado de curto prazo, ganhos e perdas decorrentes da compra e venda de energia, utiliza-se a **"Metodologia e ferramental de apoio à decisão empresarial para implantação de empreendimentos de geração sazonal de energia, contemplando mitigação de riscos de mercado e análise de portfólio"** (RAMOS, GUARNIER, *et al.*, 2011).

No capítulo 3, apresenta-se a modelagem da metodologia utilizada nesta ferramenta computacional.

3. INTEGRAÇÃO DOS MODELOS MATEMÁTICOS E METODOLOGIA DE ANÁLISE PROPOSTA

Neste capítulo descreve-se a metodologia para o dimensionamento e alocação de sistemas complementares de energia eólica e solar fotovoltaico conectados na rede elétrica.

Na primeira parte, apresenta-se o fluxograma descritivo da metodologia, bem como a explicação do processo pertinente a cada bloco. A seguir, apresentam-se as principais premissas e descrições dos dados de entrada, tais como, as variáveis e parâmetros dos recursos energéticos, o tratamento e preparação dos dados, a descrição das tecnologias e das localidades em análise.

Na segunda parte, descreve-se o algoritmo de busca, ou seja, a simulação comparativa de portfólios, para obter o dimensionamento e alocação das tecnologias, objetivando a complementaridade energética entre fontes, levando em conta, os dados de entrada descritos acima, a restrição de orçamento limite, e a função objetivo. Esse algoritmo de busca utiliza a simulação para encontrar a configuração do sistema que maximiza a energia gerada e minimiza o desvio padrão para cada local avaliado.

Finalmente, descreve-se o algoritmo da simulação de usinas eólicas e solares fotovoltaicas no mercado de energia elétrica para o cálculo da receita e análise de risco no mercado de curto prazo, utilizado e descrito em detalhe na "**Metodologia e ferramental de apoio à decisão empresarial para implantação de empreendimentos de geração sazonal de energia, contemplando mitigação de riscos de mercado e análise de portfólio**" (RAMOS, GUARNIER, *et al.*, 2011).

3.1 FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA

A Figura 13 ilustra a metodologia proposta, descrevendo de forma sucinta as principais variáveis e como elas se relacionam no modelo.

Figura 13 - Metodologia para dimensionamento de sistemas complementares eólico e solar fotovoltaico

Fonte: Autor.

3.2 DESCRIÇÃO DOS PASSOS

- Passo 1:** Entrada de dados: especificações técnicas das tecnologias consideradas no estudo, séries de tempo de irradiância solar, temperatura, velocidade de vento e parâmetros característicos dos locais em análise.
- Passo 2:** Os dados meteorológicos são tratados e preparados para sua inserção no modelo de simulação e estimativa de geração de energia elétrica.
- Passo 3:** Criação aleatória de portfólios para simulação: reparte o orçamento limite, dado de entrada inserido pelo usuário, aleatoriamente em orçamento eólico e orçamento solar fotovoltaico.
- Passo 4:** Estabelece a função objetivo: neste caso, maximizar a energia gerada por ambos os recursos, sendo que, cada simulação de carteira está associada a um desvio padrão. Assim sendo, torna-se necessário a busca da carteira que ofereça uma maior geração de energia elétrica e menor desvio padrão e, assim, objetivar a carteira com menor intermitência de geração de energia elétrica.
- Passo 5:** Os orçamentos, eólico e solar fotovoltaico, são associados aos custos de implantação, gerando um número de turbinas e módulos fotovoltaicos que, com as séries de tempo, são simulados no algoritmo de busca.
- Passo 6:** Simulação de geração de energia: simula através do número de turbinas e módulos solares fotovoltaicos, o valor de energia gerada e desvio padrão associados a cada carteira, compondo distintos valores para sua avaliação, na função objetivo.
- Passo 7:** Os valores, obtidos no passo 6, são ordenados tendo como critério uma classificação decrescente, selecionando-se os mais viáveis.
- Passo 8:** O número de turbinas e módulos solares que deram melhor resultado, ou seja, que tiveram um melhor ajuste com a função objetivo é armazenado como uma possível solução.

Passo 9: Critério de parada: avalia-se o número de iterações e o resultado da função objetivo, se alguma das duas for verdadeira o algoritmo pula ao passo 10, no caso contrario, volta ao passo 3.

Passo 10: Impressão das melhores soluções e as variáveis de decisão associadas, número de turbinas eólicas e módulos solares, armazenados em cada iteração, em um relatório de soluções para sua análise.

O processo é repetido, entre os passos 3 e 9, até que o número de iterações, dado de entrada do modelo, seja atingido ou uma função estabelecida seja alcançada.

3.3 BASES DE DADOS DOS RECURSOS E TECNOLOGIAS

Os dados de entrada estão divididos em:

- Séries temporais de irradiância solar, temperatura e velocidade do vento, em intervalos de tempo horário, pertencentes às regiões em análise. Neste ponto, é necessário destacar que as séries temporais devem estar registradas em um mesmo instante de tempo. Isto, porque o modelo avalia, em um período horário, a complementaridade energética entre as fontes.
- Os parâmetros ambientais de cada região, tais como, densidade do ar, rugosidade do terreno, latitude e longitude geográfica, para caracterização e diferenciação no perfil de geração elétrica por localidade.
- As especificações técnicas dos equipamentos eólico e solar fotovoltaico.
- Um valor de orçamento limite e os custos de equipamento e instalação, da tecnologia eólica e solar fotovoltaica, para cada região do estudo.
- O modelo de avaliação com as especificações do algoritmo de busca, que neste trabalho é desenvolvido através de simulações de carteiras. O tipo de simulação é estabelecido pelo número de possíveis soluções e iterações, em cada iteração a melhor solução é armazenada.

Os dados de saída do modelo são as carteiras, compostas pelo número de turbinas eólicas e módulos solares que tiveram um melhor desempenho no ajuste da função

objetivo, que por sua vez, encontra-se relacionada com a energia gerada e os fatores de capacidade mensais.

3.4 AUDITORIA E TRATAMENTO DOS DADOS

3.4.1 RECURSO EÓLICO

É recomendável que os dados de velocidade de vento obtidos sejam analisados para identificação de falhas e inconsistências nos valores medidos.

Testes de intervalo de variação comparam os valores medidos com intervalos de valores limites (COPEL, 2007). Se o valor estiver entre um valor mínimo e máximo esperado para a velocidade de vento, então o valor é considerado válido. O procedimento de validação é dado por:

$$v_{min} \leq v_i \leq v_{máx} \quad (3.1)$$

onde: v_{min} é o valor de velocidade mínima do intervalo; v_i é o valor medido avaliado e $v_{máx}$ é o valor máximo do intervalo.

Testes de tendência são utilizados para medir a taxa de variação da velocidade de vento ao longo do tempo, verificando situações inusitadas que indicam problema no valor medido.

No caso, de lacunas nos dados, produto de erros de leitura ou problemas técnicos nos dispositivos de medição é feito um tratamento, sendo que nesta tese, adotou-se o método de interpolação, como segue:

$$v_i = \frac{v_{i-1} + v_{i+1}}{2} \quad (3.2)$$

onde: v_i é o valor faltante; v_{i-1} é o limite inferior do intervalo e v_{i+1} é o limite superior do intervalo.

Além disso, as séries horárias de velocidade de vento são preparadas para o cálculo de estimativa de energia produzida para análise das correlações existentes entre os dados. Essa análise permite observar as características estatísticas mais relevantes de cada série e validar que todos os valores estejam dentro dos valores mínimo e máximo do intervalo.

3.4.2 RECURSO SOLAR

No caso dos dados de irradiância solar e temperatura, realiza-se o mesmo procedimento de busca de falhas e inconsistência nos valores medidos descritos acima, como segue:

$$G_{min} \leq G_i \leq G_{máx} \quad (3.3)$$

$$T_{min} \leq T_i \leq T_{máx} \quad (3.4)$$

onde: G_{min} e T_{min} são os valores mínimos de irradiância e temperatura do intervalo; G_i e T_i são os valores medidos avaliados e $G_{máx}$ e $T_{máx}$ são os valores máximos do intervalo.

Os valores medidos de irradiância solar negativos, que geralmente surgem no período noturno, são substituídos por zero. No caso, de valores faltantes ou inconsistentes, utiliza-se a interpolação, conforme segue:

$$G_i = \frac{G_{i-1} + G_{i+1}}{2} \quad (3.5)$$

onde: G_i é o valor faltante; G_{i-1} é o valor mínimo do intervalo e G_{i+1} é o valor máximo do intervalo. O mesmo procedimento aplica-se aos dados de temperatura faltantes ou com defeito.

Além de aplicar o tratamento de dados descrito acima, aplica-se também, a análise de qualidade e controle sugerido em (DE MIGUEL, BILBAO, *et al.*, 2001). Verificando o cumprimento das seguintes condições:

$$\begin{cases} 0 \leq G_{dif} \leq (1.1 \cdot G) \\ 0 \leq G \leq (1.2 \cdot G_0) \\ 0 \leq G_{dif} \leq (0.8 \cdot G_0) \\ 0 \leq G_{dir} \leq G_0 \end{cases} \quad (3.6)$$

onde: G é a irradiância solar global horária sobre o plano horizontal; G_{dif} é a irradiância solar difusa horária sobre o plano horizontal; G_{dir} é a irradiância solar direta horária sobre o plano horizontal e G_0 é a irradiância extraterrestre horária sobre o plano horizontal.

Neste trabalho a validação e tratamento de dados dos recursos eólico e solar foram feitos nas séries horárias para um período de dez anos obtidos para os locais avaliados.

Os dados, de irradiância solar horários, utilizados neste trabalho encontram-se medidos no plano horizontal, portanto, devem ser corrigidos para o ângulo de inclinação do módulo solar fotovoltaico. Nesta tese, optou-se por utilizar o modelo Anisotrópico descrito em (REKIOUA e MATAGNE, 2012). A Figura14 ilustra o algoritmo.

Figura 14 - Metodologia para correção de série de irradiância solar do plano horizontal para um plano inclinado

Fonte: Adaptação(MANWELL, ROGERS, et al., 2006).

Passo 1: Entrada dos dados de irradiância horária no plano horizontal

Passo 2: Os dados do local: latitude, longitude e fuso horário, são utilizados para calcular a irradiância global sobre a superfície horizontal extraterrestre. Para este cálculo é necessário conhecer a posição relativa do Sol, no dia

Juliano, ou seja, o ângulo de declinação solar (δ) e o valor de correção do tempo E_t .

Passo 3: O índice de claridade é obtido da relação entre a irradiância global sobre o plano horizontal (G) e a irradiância extraterrestre horária na superfície horizontal (G_0).

Passo 4: O cálculo da componente difusa (G_{dif}) utiliza a irradiância global sobre o plano horizontal (G) e o índice de claridade (K_T), considerando algumas condições de cálculo, enquanto, a componente direta (G_{dir}) resulta da diferença entre a irradiância global sobre o plano horizontal e a componente difusa.

Passo 5: Com os valores de refletância da terra (ρ_g) e ângulo de inclinação do módulo solar fotovoltaico (β), calcula-se a irradiância global sobre a superfície inclinada.

Passo 6: Saída dos valores de irradiância global horária corrigida sobre a inclinação do módulo solar fotovoltaico.

Nesta análise são utilizadas as relações astronômicas entre o sol e a terra e os cálculos relativos à irradiância global e suas componentes, tanto no plano horizontal, quanto na inclinação do módulo solar fotovoltaico, descritos a seguir:

3.4.2.1 Cálculo da Irradiância na superfície horizontal extraterrestre

A simulação do movimento do Sol relativo à terra é considerada nesta análise, assim sendo, o ângulo de declinação solar e a correção do tempo são variáveis dependentes do dia Juliano, 1 a 365, o cálculo da declinação solar é dado por:

$$\delta = 23,45^\circ \cdot \text{sen} \left(\frac{360}{365} \cdot (284 + n) \right) \quad (3.7)$$

onde: δ é a declinação solar no dia n , que varia de 1 a 365 dias

Como os dados encontram-se em base horária é necessário considerar o ângulo solar horário, que é a determinação do nascer e pôr do Sol sobre uma superfície e que, permite conhecer o tempo máximo possível da incidência da irradiância solar sobre essa superfície.

O cálculo do tempo solar real do local em análise é calculado por:

$$t_{sol} = t_{lo} - t_{dif} + \frac{Lon_{lo}}{15} + E_t \quad (3.8)$$

onde: t_{sol} é o tempo solar, t_{lo} é o tempo do local em horas, que em cada dia Juliano varia de 1 a 24, t_{dif} é o fuso horário do país, Lon_{lo} é a longitude do local em análise e E_t é a equação de correção de tempo que leva em conta que a velocidade de rotação da terra não é uniforme.

O cálculo de E_t , que depende do dia Juliano, é dado por:

$$E_t = \frac{1}{60} \cdot [9,87 \cdot \text{sen}(2 \cdot N') - 7,53 \cdot \text{cos}(N') - 1,5 \cdot \text{sen}(N')] \quad (3.9)$$

onde o valor de N' depende do dia Juliano (n) e é calculado por:

$$N' = \frac{2 \cdot \pi}{365} \cdot (n - 81) \quad (3.10)$$

Em seguida, calcula-se o ângulo solar horário a partir da equação:

$$H = 15^\circ \cdot (t_{sol} - 12) \quad (3.11)$$

onde: t_{sol} é o tempo solar calculado acima, o valor de 15° corresponde a cada hora do dia, sendo negativo antes do meio dia e positivo depois do meio dia.

Conhecidos o ângulo de declinação solar (δ) e o ângulo solar horário H , calcula-se os ângulos: zenital (θ_z) e azimutal (A) com as equações que se seguem:

$$\cos(\theta_z) = \sin(Lat) \cdot \sin(\delta) + \cos(Lat) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(H) \quad (3.12)$$

$$\cos(A) = \sin(\delta) - \frac{\sin(Lat) \cdot \cos(\theta_z)}{\cos(Lat) \cdot \sin(\theta_z)} \quad (3.13)$$

onde: Lat é a latitude do local em análise, δ é o ângulo de declinação solar, H é o ângulo solar horário, θ_z é o ângulo zenital e A é o ângulo azimutal.

O cálculo do ângulo de incidência (θ) sobre a superfície inclinada é dado por:

$$\cos(\theta) = \cos(\beta) \cdot \cos(\theta_z) + \sin(\beta) \cdot \sin(\theta_z) \cdot \cos(\varphi - A) \quad (3.14)$$

onde: β é o ângulo de inclinação do módulo solar fotovoltaico, θ_z é o ângulo zenital, A é o ângulo azimutal e φ é a orientação do módulo solar fotovoltaico.

Finalmente, o cálculo da irradiância solar no plano horizontal extraterrestre (G_0) é dado por:

$$G_0 = G_{sc} \cdot \left(1 - 0.033 \cdot \cos\left(\frac{360 \cdot n}{365}\right)\right) \cdot \cos(\theta_z) \quad (3.15)$$

onde: G_{sc} é a constante solar com um valor de 1367 W/m^2 , n é o dia Juliano que varia de 1 a 365 e θ_z é o ângulo zenital.

3.4.2.2 Cálculo do índice de claridade

O índice de claridade é definido como a relação da irradiância global no plano horizontal, que são os dados medidos, e a irradiância solar no plano horizontal extraterrestre, calculado em (3.15).

O índice de claridade é calculado por:

$$K_{Ti} = \frac{G_{\beta i}}{G_0} \quad (3.16)$$

onde: K_{Ti} é o índice de claridade na hora i , $G_{\beta i}$ é a irradiância global no plano horizontal na hora i dos dados medidos a serem corrigidos, G_0 é a irradiância solar no plano horizontal extraterrestre.

3.4.2.3 Cálculo das componentes difusa e direta da irradiância global sobre o plano horizontal

O cálculo das componentes da irradiância global, ou seja, as componentes difusa e direta, é realizado com o modelo descrito em (DUFFIE e BECKMAN, 1991), que consiste em estabelecer uma relação entre a fração difusa da irradiância horizontal e o índice de claridade. Nesta tese optou-se por utilizar o modelo descrito em (ERBS, KLEIN e DUFFIE, 1982), que calcula a componente difusa a partir das seguintes equações:

$$\frac{G_{dif}}{G} = \begin{cases} \begin{matrix} Se (K_T \leq 0,22) \\ 1 - 0,09 \cdot K_T \end{matrix} \\ \begin{matrix} Se(K_T \leq 0,8) \\ 0,9511 + 0,1604 \cdot K_T + 4,388 \cdot K_T^2 - 16,638 \cdot K_T^3 + 12,336 \cdot K_T^4 \end{matrix} \\ \begin{matrix} Se(K_T > 0,8) \\ 0,165 \end{matrix} \end{cases} \quad (3.17)$$

onde: G_{dif} é a irradiância difusa, G é a irradiância global sobre o plano horizontal (dado da série medida) e K_T é o índice de claridade.

A componente direta é calculada pela diferença entre a irradiância global sobre o plano horizontal e a componente difusa a partir de:

$$G_{dir} = G - G_{dif} \quad (3.18)$$

3.4.2.4 Cálculo da Irradiância Global sobre a superfície inclinada do módulo solar fotovoltaico

O cálculo da irradiância global sobre a superfície inclinada (β) do módulo solar fotovoltaico utiliza um valor como dado de entrada que é a refletância da terra e três valores, que devem ser calculados.

O índice anisotrópico (A_i) que é uma função da transmitância da atmosfera para a radiação direta, calculado por:

$$A_i = \frac{G_{dir}}{G_0} \quad (3.19)$$

onde: G_{dir} é a componente direta da irradiância global sobre o plano horizontal e G_0 é a irradiância no plano horizontal extraterrestre.

A relação entre a radiação direta sobre o plano inclinado e a radiação direta no plano horizontal (R_b), calculado por:

$$R_b = \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_z)} \quad (3.20)$$

onde: θ é o ângulo de incidência sobre o módulo solar fotovoltaico, θ_z é o ângulo zenital.

O fator de modulação (f) é calculado por:

$$f = \left(\frac{G_{dir}}{G} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (3.21)$$

onde: G_{dir} é a radiação direta no plano horizontal e G é a irradiância global no plano horizontal.

O cálculo da irradiância total (G_t) sobre o plano inclinado é calculado por:

$$G_t = (G_{dir} + G_{dif} \cdot A_i) \cdot R_b + G_{dif} \cdot (1 - A_i) \cdot \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \cdot \left(1 + f \cdot \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right) + G \cdot \rho_g \cdot \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \quad (3.22)$$

onde: G_{dir} é irradiância direta sobre o plano horizontal, G_{dif} é a componente difusa sobre o plano horizontal, A_i é o índice anisotrópico, R_b é a relação da componente da radiação direta do ângulo inclinado para o plano horizontal, f é o fator de modulação, ρ_g é a refletância da terra, utilizada no cálculo do albedo e β é o ângulo de inclinação do módulo solar fotovoltaico.

Esse algoritmo foi implementado e utilizado na correção dos dados de irradiância global medidos no plano horizontal para o cálculo da irradiância global sobre uma superfície inclinada, como será visto no estudo de caso.

3.5 ORÇAMENTO E GERAÇÃO DE CARTEIRAS ALEATÓRIAS

A partir de um orçamento, fornecido como dado de entrada do modelo, geram-se aleatoriamente carteiras de investimento em percentagens para ambos os recursos. Esse critério utiliza a principal vantagem da simulação, que é a busca em paralelo de varias soluções possíveis. Assim sendo, um número de carteiras, N_{POP} , são simuladas e analisadas ao mesmo tempo, através da função de avaliação, descrita em detalhe no seguinte item. O valor de N_{POP} é um dado de entrada do modelo de simulação, especificado para determinar o número de carteiras simuladas.

Assim, um número de vetores linha, N_{POP} , compõe o número de carteiras, formando uma matriz de dimensões (N_{POP}, N_{VAR}) , onde N_{VAR} é a percentagem de participação de ambos os recursos, percentagem eólica e percentagem solar fotovoltaica, cada linha desta matriz é uma carteira associada a uma função de avaliação.

A formação da matriz inicial de variáveis de decisão é aleatória e é dada por:

$$carteiras = \left[N_{POP}, \left(rand(x), (1 - rand(x)) \right) \right] \quad (3.23)$$

onde: N_{POP} representa o número de carteiras simuladas

$rand(x)$ é a função que gera valores aleatórios no intervalo $[0,1]$ e representa a percentagem do orçamento destinado para a geração de energia elétrica com a fonte eólica.

$1 - rand(x)$ é a parte complementar de $rand(x)$ e representa a percentagem do orçamento destinado para a geração de energia elétrica com a fonte solar.

A figura 15 ilustra este procedimento:

Figura 15 - Geração aleatória de carteiras de investimento para as fontes eólica e solar.

Fonte: Autor.

A distribuição do orçamento nos sistemas eólico e solar fotovoltaico permite calcular o número de turbinas eólicas e módulos solares fotovoltaicos associados a cada carteira através da relação entre o orçamento e os custos de equipamento e instalação de cada tecnologia. Esse cálculo é dado por:

$$N_{Ti} = \frac{ORÇ_{EOLi}}{CI_{EOLi} + CE_{EOLi}} \quad (3.24)$$

onde: N_{Ti} é o número de turbinas de uma carteira i ; $ORÇ_{EOLi}$ é o orçamento destinado para o investimento em geração eólica; CI_{EOLi} é o custo de instalação da energia eólica; CE_{EOLi} é o custo de equipamentos da energia eólica.

Sendo: **Custo de implantação** (investimento)=**Custo de instalação + Custo de equipamentos**.

A participação da energia solar fotovoltaica é calculada a partir de:

$$N_{Pi} = \frac{ORÇ_{SOLi}}{CI_{SOLi} + CE_{SOLi}} \quad (3.25)$$

onde: N_{Pi} é o número de módulos solares fotovoltaicos de uma carteira i ; $ORÇ_{SOLi}$ é o orçamento destinado para o investimento em geração solar fotovoltaica; CI_{SOLi} é o custo de instalação da tecnologia solar fotovoltaica; CE_{SOLi} é o custo de equipamentos da energia solar fotovoltaica.

Repete-se este procedimento até completar a matriz de carteiras, isto é, até alcançar o número de linhas, N_{POP} , estabelecido no modelo.

Os custos de instalação para as fontes eólica e solar fotovoltaica no Brasil, ainda são dados indisponíveis, em parte, por serem considerados estratégicos ou pelos contratos de confidencialidade entre empresas, por isso, nesta parte do trabalho apresenta-se uma alternativa de cálculo do número de equipamentos em função dos custos de potência instalada.

Assim, o número de turbinas eólicas pode ser calculado pela equação:

$$N_{Ti} = \frac{ORÇ_{EOLi}}{P_{nom} * CIP_{EOLi}} \quad (3.26)$$

onde: N_{Ti} é o número de turbinas eólicas que compõe um portfólio i , $ORÇ_{EOLi}$ é o orçamento destinado ao sistema eólico do portfólio i , P_{nom} é a potência nominal da turbina eólica e CIP_{EOLi} é o custo de implantação de sistemas eólicos (R\$/kW).

O número de módulos solares fotovoltaicos é calculado pela equação:

$$N_{Pi} = \frac{OR\zeta_{SOLi}}{P_{nom} * CIP_{SOLi}} \quad (3.27)$$

onde: N_{Pi} é o número de módulos solares fotovoltaicos, $OR\zeta_{SOLi}$ é o orçamento destinado ao sistema solar do portfólio i, P_{nom} é a potência nominal do módulo solar fotovoltaico e CIP_{SOLi} é o custo de implantação de sistemas solares fotovoltaicos (R\$/kW).

3.6 FUNÇÃO DE AVALIAÇÃO DO MODELO

O número de turbinas eólicas e módulos solares fotovoltaicos, compõem carteiras, que associadas com as séries de tempo produzem a energia gerada e o desvio padrão de ambos os recursos em conjunto.

Considerando esses parâmetros, a função de avaliação de cada carteira simulada é dada por:

$$Função\ Custo = média(E_{EOLi} + E_{SOLi}) - \mu \cdot \sigma_i \quad (3.28)$$

onde: E_{EOLi} é a energia elétrica gerada com o recurso eólico da carteira i, E_{SOLi} é a energia elétrica gerada com o recurso solar fotovoltaico para a carteira i, μ é um parâmetro de penalização do desvio padrão, σ_i é o desvio padrão da energia elétrica gerada por ambos os recursos da carteira i.

A energia gerada, tanto eólica como solar fotovoltaica, é calculada com os modelos descritos na seção 3.7, e encontra-se relacionada diretamente com as variáveis de decisão, isto é, o número de turbinas e módulos solares.

Os custos de instalação variam em função da logística da região, enquanto os custos dos equipamentos variam em função do tamanho, do tipo e do fabricante, ambos os custos são dados de entrada do modelo e são utilizados para calcular o número de turbinas eólicas e módulos solares fotovoltaicos.

3.6.1 FUNÇÃO OBJETIVO DO MODELO

A busca e seleção dos melhores resultados é dada através da comparação, entre os valores, da função avaliação de cada carteira simulada, composta por diferente número de turbinas e módulos solares. Assim, é a busca pelo maior valor médio de energia gerada, penalizando a variabilidade da energia produzida, ou seja, descontando o desvio padrão associado à geração de energia da carteira simulada.

Portanto, a função objetivo é dada por:

$$\text{Função Objetivo} = \text{máx}[\text{média}(E_{EOLi} + E_{SOLi}) - \mu \cdot \sigma_i] \quad (3.29)$$

Essa função objetivo trabalha bem, em condições comparativas, ou seja, considerando, como no modelo proposto, custos e eficiência das tecnologias. No entanto, a energia solar fotovoltaica no Brasil, ainda apresenta custos elevados, que em conjunto com uma menor eficiência na geração de energia, quando comparada com a energia eólica a tornam inviável, no estágio atual, como complemento do sistema eólico.

Não obstante, complementar um sistema fotovoltaico com um sistema eólico, torna-se atrativo, principalmente no período noturno, já que, para um empreendedor interessado em energia solar, considerar um backup natural de energia eólica melhoraria o fator de capacidade do seu sistema.

Portanto, nesta tese, optou-se por considerar além da função objetivo descrita acima, uma segunda consideração, para caracterizar a complementaridade energética eólica e solar fotovoltaica, simulando o sistema até igualar a produção de energia por ambas as fontes.

$$E_{EOLi} \cong E_{SOLi} \quad (3.30)$$

O objetivo ao considerar esta função de avaliação é dimensionar um sistema complementar e analisar em função da potência instalada, as vantagens e desvantagens, tanto técnicas quanto econômicas, da implantação destes sistemas no Brasil.

3.7 ESTIMATIVA DA POTÊNCIA GERADA

3.7.1 MODELAGEM DO SISTEMA EÓLICO

A potência gerada pela fonte eólica é calculada com a série de velocidade do vento corrigida, considerando a altura de medição, a altura de instalação da turbina eólica e o comprimento de rugosidade da região, nesta tese optou-se por utilizar a extrapolação logarítmica.

$$\frac{v}{v_r} = \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \quad (3.31)$$

Em seguida, com a velocidade corrigida e a curva de potência fornecida pelo fabricante da turbina eólica pode-se estimar a potência gerada em cada instante do tempo. A figura 16 ilustra este procedimento.

Figura 16- Estimativa da potência gerada pela série da velocidade do vento

Fonte: (LEITWIND, 2011)

Assim, uma velocidade da série de vento, v_i , é associada com a velocidade tabelada da curva de potência da turbina eólica, produzindo, para essa velocidade, uma potência P_i . Esse processo é repetido para todos os dados que compõem a série de velocidade de vento.

Para as velocidades menores do que a velocidade de entrada, v_e , a potência produzida é zero, enquanto, a partir da velocidade nominal, v_{nom} , até a velocidade de saída, v_c , a potência produzida é a potência nominal da turbina, P_{nom} .

Refletindo a série horária de velocidade de vento a energia eólica é calculada a partir de:

$$E_{Eg} = \left(\sum_{i=1}^T P(v_i) \cdot \Delta T \right) \cdot NT \cdot FD \cdot (1 - \text{Per}) (MWh) \quad (3.32)$$

onde: E_{Eg} a energia eólica produzida no período analisado, T é o período em análise, $P(v_i)$ a potência da turbina eólica em uma velocidade v_i , NT o número de turbinas, FD o fator de disponibilidade, ΔT é o intervalo de tempo, neste caso horário, e Per é a perda total da planta.

A área mínima ocupada para um parque eólico com a densidade típica de $(3D \cdot 5D)$ instalado em terreno de fácil instalação pode ser calculada por:

$$A = \frac{45}{2} \cdot D^2 \cdot (n + 2) \quad (3.33)$$

onde: A é a área total ocupada pela fazenda eólica (m^2), D diâmetro do rotor da turbina (**metros**), n o número de turbinas no parque eólico.

3.7.2 MODELAGEM DO SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

O cálculo da potência solar fotovoltaica utiliza as séries de irradiância solar, temperatura e os parâmetros da tecnologia solar dadas nas equações 2.6 e 2.8 do capítulo 2, que por conveniência, repetem-se a seguir:

$$T_{cell} = T_{ai} + (T_{CON} - 20^{\circ}C) \cdot \left(\frac{G_{\beta i}}{800}\right) \cdot 0,9 \quad (3.34)$$

$$P_{FVi} = P_{FVnom} \cdot \frac{G_{\beta i}}{G_{\beta,ref}} \left(1 - \gamma_{MPP}(T_{cell} - T_{cell,ref})\right) \cdot \eta_{SMPP} \quad (3.35)$$

Desta forma, a partir da equação 3.34, calcula-se a temperatura do módulo fotovoltaico, T_{cell} , dependente da temperatura ambiente, T_{ai} , e da irradiância $G_{\beta i}$ que são dados de entrada das séries temporais. Em seguida, calcula-se a Potência do módulo solar fotovoltaico, a partir da equação 3.35, dependente da irradiância $G_{\beta i}$ e da temperatura do módulo fotovoltaico, T_{cell} , calculada em 3.34. Os outros parâmetros são fornecidos pelos fabricantes.

A tabela 2 mostra os parâmetros padrão fornecidos pelo fabricante de um módulo solar fotovoltaico, sendo que se utiliza estes valores para ilustrar o procedimento de cálculo da potência solar fotovoltaica gerada pelo módulo.

Tabela 2 - Dados de um módulo solar fotovoltaico

Parâmetros do módulo Fotovoltaico	
Temperatura célula referência (T_{REF})	20 °C
Irradiância de referência para temperatura	800 W/m2
Potência Nominal do módulo fotovoltaico (P_{FVnom})	265 W
Irradiância de referência para células fotovoltaicas (G_{REF})	1000 W/m2
Corrente do ponto de máxima potência (I_{MPP})	4.8 A
Corrente de Curto circuito (I_{CC})	5.23 A
Tensão do máximo ponto de potência (V_{MPP})	47 V
Tensão de Circuito aberto (V_{OC})	59.1 V
Coeficiente de Temperatura (α_{MPP})	0.0045 /°C
Temperatura em condições de operação normal (T_{CON})	47 °C
Eficiência do Inversor	0,9

Substituindo em 3.34 os valores da tabela 2 e assumindo os valores de temperatura ambiente , T_{ai} , de 25°C e irradiância, $G_{\beta i}$, de 455 W/m² tem-se:

$$T_{cell} = 25^{\circ}C + (47^{\circ}C - 20^{\circ}C) \cdot \left(\frac{455W/m^2}{800W/m^2} \right) \cdot 0,9$$

$$T_{cell} = 38,82^{\circ}C$$

Assumindo perdas de geração de 25% no sistema formado pelo módulo solar fotovoltaico e substituindo os valores em 3.35 tem-se:

$$P_{FVi} = 265 W \cdot \left(\frac{455W/m^2}{1000W/m^2} \right) \cdot (1 - 0,0045(38,82 - 20)) \cdot 0,75$$

$$P_{FVi} = 82,7726 W$$

Portanto, para a temperatura ambiente de $25^{\circ}C$ e a irradiância, no mesmo instante de tempo, de $455W/m^2$ o módulo fotovoltaico produz $82,7726 W$ de potência elétrica. Esse processo é repetido para todos os dados, da série de tempo, de irradiância solar e temperatura.

A energia solar fotovoltaica produzida é calculada por:

$$E_{Fg} = (\sum_{i=1}^T P(G_i, T_i) \cdot \Delta T) \cdot (1 - Per) \quad (3.36)$$

onde: E_{Fg} a energia solar fotovoltaica gerada, $P(G_i, T_i)$ a potência do módulo fotovoltaico em uma temperatura T_i e radiação G_i , Per perdas da usina solar fotovoltaica e ΔT o período de tempo.

A área mínima ocupada para uma usina solar pode ser calculada por:

$$A = \frac{P}{\eta \cdot 1000 \frac{W}{m^2}} \quad (3.37)$$

onde: A é a área total ocupada pela usina solar, P é a potência instalada da usina eólica, η é a eficiência do módulo fotovoltaico utilizado na usina solar.

3.7.3 POSSÍVEIS CENÁRIOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os valores de potência formam vetores individuais, ou seja, potência eólica e solar fotovoltaica em forma separada, que podem ser sequencialmente combinados e formar diferentes cenários de geração de energia em um mesmo instante de tempo. Além disso, os valores agregados de potência em diferentes intervalos de tempo, ΔT , permitem estimar a energia gerada diária, semanal, mensal e anual.

O cálculo da potência do sistema em conjunto é dado por:

$$P_{CONi} = P_{EOLi} + P_{SFi} \quad (3.38)$$

onde: P_{CONi} é a potência total do sistema eólico e solar fotovoltaico simulado, P_{EOLi} é a potência do sistema eólico e P_{SFi} é a potência do sistema solar fotovoltaico.

A Figura 17 ilustra diferentes cenários possíveis, de combinação, entre as duas energias, relativas ao número de tecnologias que alcancem a melhor complementaridade energética.

Figura 17 - Cenários possíveis de geração de energia eólica e solar fotovoltaica

Fonte: Autor

Algumas questões devem ser solucionadas quando as alternativas de geração são combinadas, tais como:

- Qual é a melhor distribuição do orçamento?
- Qual é o número de módulos solares fotovoltaicos e número de turbinas que gera maior energia?
- Quais tecnologias mostram melhor desempenho?
- Qual é a variabilidade na geração de energia?
- Existe complementaridade entre ambas as fontes?

Responder estas questões torna-se uma tarefa mais complexa em função do número de locais e do número de tecnologias consideradas na análise, abranger todas as alternativas possíveis cresce exponencialmente com o aumento do número de variáveis. Logo, torna-se necessário a utilização de um algoritmo de busca que permita o dimensionamento e a melhor alocação das tecnologias nas regiões mais promissoras.

Nesta tese optou-se por utilizar a simulação, para encontrar as soluções mais adequadas, já que, permite avaliar em paralelo as possíveis soluções, concatenando as variáveis de decisão, número de turbinas e módulos solares fotovoltaicos, até obter uma solução adequada, neste caso, as soluções que melhor se ajustem com a função de avaliação.

No próximo item, descreve-se em detalhe o algoritmo de busca da metodologia de dimensionamento e alocação ótima do sistema complementar eólico e solar fotovoltaico.

3.8 ALGORITMO DE SIMULAÇÃO E BUSCA

Nesta tese optou-se por utilizar a simulação, tanto para a análise do comportamento da geração de energia elétrica com as séries de tempo, quanto para realizar a busca das soluções mais adequadas no dimensionamento do sistema de complementaridade eólico e solar fotovoltaico.

A principal vantagem do algoritmo de simulação é que permite a busca em paralelo, das possíveis soluções, que somado com a característica aleatória, explora diferentes pontos no espaço de soluções, permitindo alcançar o máximo ou mínimo, segundo seja o caso, da função de avaliação.

3.8.1 SIMULAÇÃO E BUSCA DAS MELHORES CARTEIRAS

A função de avaliação é decorrência de um conjunto de variáveis de decisão (carteira), cujas modificações, alteram o resultado de uma forma desejável, até alcançar valores apropriados, ou seja, alcançar a função de avaliação adequada.

Para realizar esse procedimento, determina-se a estrutura da carteira, que é a concatenação das variáveis de decisão, número de turbinas e módulos solares, cujos valores devem ser otimizados. Essa concatenação forma um vetor linha correspondente a cada carteira e é dado por:

$$carteira_{ijk} = [N_{Tij}, N_{Pik}] \quad (3.39)$$

onde: $carteira_{ijk}$ é a carteira i analisada para o recurso eólico da região j e o recurso solar da região k .

N_{Tij} é a turbina da carteira i instalada na região j .

N_{Pik} é o módulo fotovoltaico da carteira i instalado na região k .

Esse algoritmo de busca, igual que qualquer outro método de otimização, utiliza restrições para as variáveis de decisão. Assim sendo, o número de turbinas e módulos solares pode variar em uma faixa de valores máximos e mínimos para cada tipo de equipamento considerado no estudo.

Os valores máximos estão sujeitos aos custos de equipamentos e instalação, que por sua vez, estão relacionados com o orçamento limite inserido no modelo como dado de entrada e a distribuição nas participações eólica e solar fotovoltaica.

3.8.2 VARREDURA SEQUÊNCIAL E COMBINATÓRIA

A simulação da energia eólica e solar fotovoltaica é realizada para cada carteira, porém, para encontrar a melhor complementaridade energética é necessário combinar as potências geradas, formando pares de geração de energia eólica e solar fotovoltaica, buscando a carteira que gera a máxima energia média com o menor desvio padrão associado.

Portanto, para cada intervalo de tempo horário uma carteira possui três valores: a energia gerada pela fonte eólica; a energia gerada pela fonte solar e a energia conjunta gerada por ambas as fontes, os dois primeiros valores são calculados com os modelos descritos nos itens 3.7.1 e 3.7.2, enquanto, o terceiro valor é a soma deles naquele instante de tempo e é dado por:

$$E_{CONTjk} = E_{EOLtj} + E_{SOLtk} \quad (3.40)$$

Onde: E_{CONTjk} é a energia gerada por ambas as fontes, eólica da região j e solar da região k, na hora t; E_{EOLt} é a energia eólica gerada no local j na hora t e E_{SOLt} é a energia solar fotovoltaica gerada no local k na hora t.

A figura 18 ilustra a aplicação seqüencial e combinatória entre recursos.

Figura 18 - Combinação de energia gerada regiões j-k num horizonte de tempo t

Fonte: Autor

Esse procedimento é repetido através de uma varredura sistemática, entre o recurso eólico de uma região e o recurso solar de outra até completar todas as combinações possíveis.

Os resultados são as percentagens de investimento, ou seja, a participação eólica e solar fotovoltaica, que por sua vez, refletem a combinação de tecnologias, turbinas eólicas e módulos solares fotovoltaicos, que se traduzem na melhor solução de compromisso entre a geração de energia e variabilidade.

Em função do número n regiões avaliadas (n), obtém-se uma matriz (n,n) com as soluções mais viáveis.

3.8.3 SELEÇÃO DA MELHOR CARTEIRA

A função de avaliação, energia média gerada por ambos os recursos penalizando o desvio padrão, calculada no passo anterior, para cada carteira, forma um vetor coluna de diferentes valores, que são ordenados em forma decrescente, permanecendo no topo os maiores valores, já que, a função objetivo busca maximizar o valor da energia gerada.

A carteira com melhor desempenho, ou seja, que teve melhor ajuste com a função objetivo é selecionada e armazenada como uma solução adequada, enquanto, as carteiras com menor desempenho, ou seja, que não se ajustam com a função objetivo são descartadas.

3.8.4 RESULTADOS DO ALGORITMO DE BUSCA

Os resultados do algoritmo de busca são as carteiras com melhor ajuste da função objetivo, fornecendo as parcelas de orçamento para tecnologias eólica e solar fotovoltaica que geram maior energia média com a menor variabilidade para cada combinação entre recursos eólico e solar.

Assim sendo, a partir de um orçamento limite, o número de turbinas eólicas e módulos solares é determinado e, conseqüentemente, o dimensionamento do sistema eólico e solar fotovoltaico que explora a complementaridade energética é conhecido.

Em função do número de regiões analisadas uma matriz de resultados é apresentada, contendo os melhores resultados das diferentes combinações eólico e solar, os quais, permitem escolher, dentre as alternativas, e a critério do usuário, aquelas mais adequadas.

Adicionalmente, vinculado com os resultados, encontra-se os valores de potência horária, tanto para a energia elétrica gerada com a fonte eólica quanto com a fonte solar, que por sua vez, podem ser utilizados para estimar a energia diária, mensal, anual e seus correspondentes fatores de capacidade. A figura 19 ilustra a matriz de resultados:

Figura 19 - Matriz de resultados das funções objetivo eólica da região j e solar da região k.

	Solar 1	...	Solar k
Eólica 1	FO ₁₁	...	FO _{1k}
⋮	⋮	...	⋮
Eólica j	FO _{j1}	...	FO _{jk}

Fonte: Autor

As linhas representam a fonte eólica enquanto as colunas a fonte solar, os valores das interseções são a função objetivo calculados para o recurso eólico da região j, onde j é o valor da fila da matriz, e o recurso solar da região k, sendo k o número da coluna.

A análise e caracterização da complementaridade não se limita aos recursos energéticos somente, precisa também de uma avaliação econômica e financeira, por conseguinte, para essa análise utiliza-se, neste trabalho, o modelo de mitigação de risco para empreendimentos com recursos sazonais.

A seguir, discorre-se sucintamente sobre os principais conceitos e modelagem da metodologia utilizados para simulação das usinas solares fotovoltaicas e parques eólicos no mercado de energia elétrica da ferramenta computacional descrita em (RAMOS, GUARNIER, *et al.*, 2011).

3.9 PRINCIPAIS CONCEITOS E DESCRIÇÃO DA MODELAGEM

Os modelos matemáticos das simulações de complementação utilizam planilhas do software Microsoft Excel e linguagem de programação Visual Basic for Applications - VBA.

3.9.1 REPRESENTAÇÃO DA ENERGIA EÓLICA NO MERCADO ELÉTRICO

A simulação de uma usina eólica no sistema brasileiro é feita na sua disponibilidade máxima, ou seja, despacha sempre que existe disponibilidade dos ventos, independentemente do Custo Marginal de Operação do sistema - **CMO**, esta é considerada como uma térmica com Custo Variável Unitário - **CVU** nulo e com fator de capacidade referente à disponibilidade de ventos de aquele mês.

A disponibilidade dos ventos em um parque eólico é variável ao longo do ano, já que depende das condições climáticas e apresentam variações em torno da velocidade média mensal de mês para mês.

A geração da energia eólica, G_{EOL-m} , é calculada por:

$$G_{EOL-m} = FC_m \cdot PI \quad (3.41)$$

onde: FC_m é o fator de capacidade em um mês m e PI é a potência instalada da usina eólica.

Como a geração de energia eólica não depende do CMO, esta terá a mesma geração de energia para todos os cenários analisados.

Após determinar a geração de energia da usina em cada cenário e em cada mês do horizonte de estudo, a próxima etapa será a de simular a participação comercial desta usina no sistema brasileiro.

Para a simulação econômico-financeira da usina são necessários alguns dados de entrada, principalmente em relação ao contrato de longo prazo, a saber:

Percentual de Garantia Física comprometida em contratos.

Sazonalização do contrato, período úmido e período seco.

Preço do contrato em cada um dos períodos

Cenários do PLD para o horizonte de estudo (a ferramenta utiliza os cenários de Janeiro do 2011)

A figura 20 ilustra o modelo de simulação econômico financeiro das usinas.

Figura 20 - Modelo de Simulação Econômico - Financeiro.

Fonte: Adaptado (RAMOS, GUARNIER, *et al.*, 2011)

A receita da usina estará então vinculada a duas parcelas, a primeira referente à receita do contrato e a segunda referente à comercialização de energia no mercado de curto prazo, nos momentos de déficit ou sobra de energia.

A receita de contrato, Rec_Cont_m , é calculada a partir de:

$$Rec_Cont_m = Mont_Cont_m \cdot Pre_Cont_m \quad (3.42)$$

onde: $Mont_Cont_m$ é o montante do contrato e Pre_Cont_m é o preço de contrato no mês m .

O montante de energia, $Mont_SPOT_{c,m}$, para o cenário c no mês m no mercado de curto prazo é calculado por:

$$Mont_SPOT_{c,m} = Mont_Cont_m - Gera_{c,m} \quad (3.43)$$

onde: $Gera_{c,m}$ é a energia gerada no cenário c e no mês m .

O custo de energia no cenário c no mês m , $Custo_MCP_{c,m}$, é dado por:

$$Custo_MCP_{c,m} = Mont_SPOT_{c,m} \cdot PLD_{c,m} \quad (3.44)$$

onde: $PLD_{c,m}$ é o preço de liquidação das diferenças no mercado de curto prazo para o cenário c no mês m .

A receita total, $Rec_Total_{c,m}$, para o cenário c no mês m é calculada por:

$$Rec_Total_{c,m} = Rec_Cont_m - Custos_MCP_{c,m} \quad (3.45)$$

O custo de energia comercializada no curto prazo, por convenção, é positivo quando a usina compra energia e negativo quando esta vende suas sobras no Mercado de Curto Prazo - **MCP**. O resultado da simulação econômico financeira da usina é uma distribuição de receitas anuais, referente aos cenários utilizados, que no caso são as 2000 séries sintéticas do NEWAVE, e para os anos de estudo.

A avaliação do desempenho da usina é então realizada pela expectativa da receita no horizonte e pelos critérios de risco, a saber:

Receita anual média: Representa a expectativa da receita para a empresa na configuração estudada. Este parâmetro, isoladamente, não reflete adequadamente os cenários negativos a que a empresa está exposta.

Desvio Padrão: É a definição de risco para Markowitz. Representa o quanto que a empresa erra ao tomar a decisão pela média.

Valor em Risco - **VaR**: Representa a maior perda que a empresa terá considerando uma determinada probabilidade de exceder este valor.

Valor em Risco Condicional - **CVaR**: Tem-se mostrado o melhor parâmetro para definição de risco. Representa a média dos cenários abaixo do **VaR**.

A simulação de uma usina solar fotovoltaica no mercado de energia elétrica é representada da mesma forma que a simulação da usina eólica.

4. ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE SOLAR FOTOVOLTAICA-EÓLICA: APLICAÇÃO A UM ESTUDO DE CASO

Neste capítulo utilizam-se os critérios e conceitos descritos nos capítulos anteriores para aplicar a metodologia proposta para avaliar a **complementaridade energética** entre fontes solar fotovoltaica e eólica, bem como a aplicação desta no dimensionamento dos sistemas e na análise dos benefícios e riscos financeiros envolvidos na comercialização de energia elétrica de portfólios de usinas compostas por estes dois tipos de fontes geradoras.

Este capítulo se divide em três partes.

Na primeira parte, efetua-se uma compactação da série horária de dados, para as três regiões estudadas, com o objetivo de caracterizar os recursos, eólico e solar, e realizar uma análise comparativa entre as regiões.

Na segunda parte, aplica-se a metodologia de avaliação técnica para identificação e seleção dos locais com melhor complementaridade energética, utilizando como critérios: um valor de orçamento limite; a maximização da energia gerada, média mensal; a minimização da diferença entre a energia produzida pelas fontes, e considerando como parâmetro de seleção das carteiras a minimização do desvio padrão mensal. Este procedimento utiliza as séries de tempo de velocidade de vento, irradiância solar e temperatura das três localidades, bem como as especificações técnicas e os custos de implantação das fontes de energia envolvidas no estudo.

Na terceira parte, através do uso da **ferramenta computacional de maximização da receita com mitigação de risco no mercado de curto prazo**, avalia-se o potencial da maximização da comercialização da garantia física dos empreendimentos, através da exploração da sinergia proporcionada pela produção sazonal complementar, com o objetivo de investigar um possível hedge financeiro entre as fontes que atenda as restrições de exposição ao risco no mercado de curto prazo. Como dados de entrada nesta simulação utilizam-se os fatores de capacidade determinados na primeira parte das simulações.

4.1 CARACTERIZAÇÃO DOS LOCAIS E ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS

Apresenta-se nesta seção informações sobre os locais e tecnologias selecionados para serem utilizados nos estudos realizados.

4.1.1 LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA

Para a caracterização dos recursos solar e eólico, análise da complementaridade entre os mesmos, bem como sua aplicação no dimensionamento e análise de risco financeiro dos sistemas, foram escolhidas três localidades situadas em diferentes regiões do Brasil: A tabela 3 apresenta as coordenadas geográficas destes locais, cidade e estado a que pertencem.

Tabela 3 - Características dos locais do estudo de caso.

	Local 1	Local 2	Local 3
Latitude (Sul)	29,6858	9,394156	2,8112
Longitude (Oeste)	53,807487	40,5096	41,7099
Cidade - Estado	São Martinho/RS	Petrolina/PE	Parnaíba/PI

4.1.2 CARACTERIZAÇÃO DOS RECURSOS EÓLICO E SOLAR

Como já mencionado nos capítulos anteriores, toda a análise efetuada no âmbito desta tese utiliza séries temporais com discretização horária no horizonte de 10 anos. No entanto, com o objetivo de caracterizar e apresentar o potencial eólico e solar dos locais, efetuou-se uma compactação dos dados apresentando os mesmos no formato de valores horários médios mensais considerando a série de 10 anos de dados. Esta série corresponde aos anos 2000-2010.

4.1.2.1 Informações sobre os recursos eólicos

As tabelas 5, 6 e 7 apresentam respectivamente informações para os locais 1, 2 e 3 da velocidade horária média mensal do vento e desvio padrão para todos os meses da série. Os dados de velocidade de vento foram extraídos de uma base de dados coletados a 25 metros de altura (NOAA, 2014). Ressalta-se, que para

dimensionamento dos sistemas eólicos, corrige-se a velocidade do vento para a altura do cubo do aerogerador considerando no cálculo, a influência do comprimento de rugosidade do terreno e uso da equação logarítmica apresentada no capítulo 3. Os locais avaliados possuem os seguintes comprimentos de rugosidade do terreno.

Tabela 4 - Comprimento de rugosidade dos locais do estudo de caso.

	Local 1	Local 2	Local 3
Comprimento de Rugosidade (metros)	0,20	0,15	0,10

Fonte: (CRESESB, 2002)

Através das figuras 21, 22 e 23 pode-se observar e comparar o perfil de velocidade do vento entre os anos da série para os três locais respectivamente.

- ✓ Observa-se que o local 1 (São Martinho/RS) apresenta velocidades horárias, médias mensais em torno de 5m/s entre os meses de setembro e março atingindo maiores valores entre os meses de outubro e novembro e menores entre os meses de abril e agosto. O maior valor registrado, foi de 6,438 m/s (Novembro, Ano 9) e o menor 3,664m/s (Mês 6, ano 8). Verifica-se pelos gráficos que a velocidade do vento tem um perfil típico de diminuição de seu valor a partir do mês de março e aumento a partir do mês de agosto.
- ✓ Observa-se que o local 2 (Petrolina/PE) apresenta velocidades horárias, médias mensais um pouco acima de 5m/s entre os meses de maio a novembro atingindo maiores valores entre os meses de agosto e setembro e menores entre os meses de janeiro e fevereiro. O maior valor registrado, foi de 6,833 m/s (Mês, Ano 8) e 3,946m/s (Mês 12, ano 1). Verifica-se pelos gráficos que a velocidade do vento tem um perfil típico de aumento do seu valor a partir de março até setembro, a partir de setembro começa a diminuir.

- ✓ Observa-se que o local 3 (Parnaíba/PI) apresenta velocidades horárias, médias mensais um pouco acima de 6m/s entre os meses de janeiro e agosto atingindo maiores valores entre os meses de setembro e dezembro. O maior valor registrado, foi de 8,447 m/s (Mês 11, Ano 10) e 3,552m/s (Mês 4, ano 7). Verifica-se pelos gráficos que a velocidade do vento tem um perfil típico de diminuição no seu valor de janeiro à junho e aumento do seu valor a partir de julho até dezembro.

Comparando as três localidades verifica-se que o local 3 é o que apresenta os mais altos valores de velocidade horárias médias mensais de vento e o local 1 é o que apresenta os maiores desvios padrões das velocidades.

Tabela 5 - Valores da velocidade horária média mensal e desvio padrão do vento do local 1 medidos a 25 metros de altura.

Média mensal e desvio padrão velocidade de vento (m/s) medidos a 25 metros - Recurso eólico do Local 1																								
Mês	Janeiro		Fevereiro		Março		Abril		Maio		Junho		Julho		Agosto		Setembro		Outubro		Novembro		Dezembro	
Ano	média	desvio	média	Desvio	média	desvio	média	desvio	média	desvio	média	desvio	média	desvio	média	desvio	média	desvio	média	desvio	média	desvio	média	desvio
1	5,053	2,257	5,598	2,38	5,73	2,261	4,784	2,664	4,871	2,927	4,693	2,246	4,801	2,65	3,702	1,839	4,844	2,434	5,145	2,174	5,515	2,35	4,889	2,094
2	5,523	2,124	5,149	2,224	4,919	2,053	4,605	2,031	4,203	1,934	4,008	2,147	4,812	2,065	4,382	2,118	6,32	2,711	6,594	3,41	5,312	2,369	5,143	1,96
3	5,609	2,523	5,189	2,219	5,619	2,258	5,034	2,533	3,959	1,889	3,844	1,703	4,378	1,931	4,885	2,475	4,672	2,275	5,445	2,217	6,138	2,515	5,718	2,5
4	5,131	2,352	4,922	2,19	5,141	2,31	4,773	2,344	4,623	2,603	4,006	1,898	4,474	2,101	4,559	2,152	5,431	2,027	5,628	2,237	5,264	2,314	6,317	2,786
5	5,657	2,264	5,11	2,38	4,963	2,229	4,998	2,532	4,792	2,862	3,742	1,691	5,299	2,131	5,045	2,404	5,086	2,264	5,396	2,338	5,893	2,325	6,154	2,422
6	5,82	2,778	5,538	2,468	5,683	2,875	4,22	2,301	4,439	1,97	4,373	2,255	4,508	1,921	5,002	2,275	6,072	2,719	4,859	2,111	5,095	2,273	5,083	2,262
7	4,754	1,847	4,619	2,253	5,004	2,061	4,71	2,468	4,107	2,198	3,872	2,12	4,97	2,289	4,805	2,484	5,046	2,449	5,739	2,53	6,232	2,499	5,691	2,292
8	5,214	2,096	5,729	2,204	4,814	2,008	4,421	2,572	4,639	2,11	3,664	1,987	4,612	2,191	5,031	2,143	5,579	2,595	5,357	2,334	5,108	2,584	4,55	2,097
9	5,581	2,133	5,31	2,772	4,452	1,9	4,066	2,191	4,279	2,054	4,705	2,626	4,079	2,121	4,817	1,997	5,5	2,143	5,565	2,25	6,438	2,754	4,962	2,138
10	5,604	2,401	4,928	2,135	4,936	2,347	3,78	2,006	4,321	2,316	4,292	2,223	4,848	2,679	4,943	2,077	5,483	2,543	5,085	2,37	5,989	2,331	5,979	2,492

Figura 21 - Perfil da velocidade do vento do local 1.

Fonte: Autor.

Tabela 6 - Valores da velocidade horária média mensal e desvio padrão do vento do local 2

Média mensal e desvio padrão velocidade de vento (m/s) medidos a 25 metros - Recurso eólico do Local 2																								
Mês	Janeiro		Fevereiro		Março		Abril		Maio		Junho		Julho		Agosto		Setembro		Outubro		Novembro		Dezembro	
	média	desvio	média	Desvio	média	desvio	média	desvio	média	desvio	média	desvio	média	desvio	média	desvio	média	desvio	média	desvio	média	desvio	média	desvio
1	4,145	1,295	4,596	1,327	4,568	1,079	4,938	1,087	4,943	1,406	5,636	1,143	5,475	1,14	5,671	1,202	5,993	1,013	5,219	1,347	4,444	1,552	3,946	1,385
2	5,137	1,032	4,414	1,198	4,541	1,002	5,256	0,999	4,163	1,28	5,7	0,955	5,569	1,065	6,339	0,836	5,471	1,231	5,209	1,351	4,752	1,12	5,048	1,092
3	4,334	1,404	4,519	1,228	5,023	0,925	4,912	0,904	5,133	0,938	5,735	0,739	5,201	1,246	5,827	1,051	5,085	1,261	5,509	1,044	5,153	1,284	4,317	1,494
4	3,975	1,394	5,148	0,992	4,754	0,864	4,649	1,148	4,932	1,534	5,455	0,709	6,017	1,225	5,522	1,153	5,695	1,314	5,842	1,001	5,41	1,078	4,92	1,169
5	4,303	1,475	4,541	1,199	4,709	1,177	5,141	0,966	5,091	0,946	5,842	0,968	5,829	1,273	5,593	1,147	6,134	0,784	5,361	1,159	5,068	1,447	4,598	1,248
6	4,463	1,32	4,432	1,504	4,33	1,057	5,152	0,934	5,364	1,442	5,692	1,234	6,169	1,163	5,975	0,912	5,536	1,234	5,485	1,3	4,93	1,256	5,114	1,223
7	5,617	0,881	4,216	1,154	4,024	1,419	4,742	1,166	5,625	1,159	6,552	1,288	5,752	1,272	5,79	1,397	5,567	1,386	5,226	1,531	4,668	1,447	4,718	1,298
8	4,649	1,167	4,611	1,745	5,238	1,072	4,918	0,918	5,494	1,263	5,985	1,162	5,856	1,243	6,833	1,16	6,475	1,019	5,709	1,241	5,215	1,523	5,026	1,378
9	4,705	1,257	4,599	1,247	4,572	1,024	4,713	1,017	5,367	1,191	5,956	1,05	6,255	1,171	6,079	1,07	5,79	1,001	6,114	1,215	4,884	1,454	4,785	1,153
10	4,681	1,278	5,017	0,904	3,98	1,196	4,549	1,255	5,323	1,218	5,468	1,068	5,534	1,033	5,868	0,896	5,322	1,069	4,525	1,31	4,997	1,22	4,68	1,214

Figura 22 - Perfil da velocidade do vento do local 2.

Fonte: Autor.

Tabela 7 - Valores da velocidade horária média mensal e desvio padrão do vento do local 3

Média mensal e desvio padrão velocidade de vento (m/s) medidos a 25 metros - Recurso eólico do Local 3																								
Mês	Janeiro		Fevereiro		Março		Abril		Maio		Junho		Julho		Agosto		Setembro		Outubro		Novembro		Dezembro	
Ano	média	desvio	média	Desvio	média	desvio	média	desvio	média	Desvio	média	desvio	média	desvio	média	desvio	média	desvio	média	desvio	média	desvio	média	desvio
1	5,491	1,566	4,393	1,76	4,402	1,709	3,953	1,687	4,705	1,74	5,757	1,629	5,126	1,837	6,848	2,202	7,764	1,757	7,9	1,73	7,919	1,324	6,411	2,074
2	6	1,742	4,674	1,699	4,754	1,889	4,192	1,834	5,504	1,585	4,871	1,764	5,755	2,034	5,918	1,883	7,758	1,702	7,592	1,415	7,78	1,408	7,582	1,633
3	5,355	1,757	6,045	1,646	5,571	1,693	4,63	1,843	5,4	1,559	5,2	1,558	6,271	1,856	6,348	1,949	8,095	1,694	8,019	1,494	7,834	1,285	6,593	1,707
4	6,201	1,767	5,487	1,558	4,861	1,785	4,751	1,739	5,284	1,495	5,267	1,723	5,513	1,815	6,363	1,82	7,092	1,836	8,072	1,501	7,878	1,429	7,228	1,291
5	5,217	2,083	4,969	1,718	5,714	1,607	5,604	1,801	5,99	1,562	5,88	1,612	5,976	1,771	6,856	1,695	7,41	2,028	8,391	1,522	7,97	1,409	7,375	1,306
6	6,471	1,65	6,192	1,808	5,351	1,838	5,582	1,693	5,276	1,493	5,998	1,587	5,488	1,874	6,969	2,133	7,479	2,091	7,952	1,564	7,65	1,526	6,983	1,821
7	7,137	1,502	5,894	1,557	5,279	1,601	3,882	1,544	4,187	1,537	4,566	1,634	5,313	1,806	6,4	1,976	7,46	1,869	7,794	1,534	7,658	1,414	7,366	1,358
8	6,586	1,378	4,864	1,66	5,276	1,678	4,69	1,613	5,591	1,549	5,24	1,819	6,147	1,804	6,432	2,017	6,801	1,906	8,174	1,549	7,617	1,505	7,427	1,597
9	5,766	1,825	6,068	1,639	4,057	1,704	4,373	1,621	4,559	1,557	4,291	1,668	5,071	1,785	6,179	2,082	7,864	1,848	8,178	1,571	7,836	1,787	7,261	1,587
10	6,774	1,696	6,06	1,644	5,186	1,63	3,982	1,612	3,801	1,439	5,078	1,783	6,332	1,554	7,204	1,746	8,363	1,476	8,299	1,45	8,447	1,618	7,176	1,663

Figura 23 - Perfil da velocidade do vento do local 3.

Fonte: Autor.

4.1.2.2 Informações sobre os recursos solares

A caracterização do recurso solar para os três locais é apresentada através dos valores de temperatura ambiente e irradiação solar diária ($\text{kWh/m}^2\text{.dia}$), médias mensais para os 10 anos da série (2000-2010).

Os valores de irradiação apresentados nas tabelas abaixo foram calculados utilizando a base de dados de irradiância global horária do Meteonorm (W/m^2) coletados no plano horizontal (METEONORM, 2014).

As tabelas 8, 10 e 12 apresentam os valores de irradiação diária, médias mensais dos 10 anos da série para os locais 1, 2 e 3 respectivamente.

As seguintes observações foram feitas através da análise dos dados apresentados:

- ✓ No local 1 observa-se uma maior incidência de irradiação entre os meses de novembro e março atingindo em janeiro valores superiores a $8 \text{ kWh/m}^2\text{.dia}$. Junho e julho são os meses de menor incidência com valores próximos a $3 \text{ kWh/m}^2\text{.dia}$. Observa-se também uma elevada variabilidade da irradiação nos meses de janeiro e fevereiro entre os anos da série.
- ✓ No local 2 observa-se uma maior incidência de irradiação entre os meses de outubro e março atingindo em fevereiro valores superiores a 7 kWh/m^2 . Junho e julho são os meses de menor incidência com valores próximos a $3,8 \text{ kWh/m}^2\text{.dia}$. Comparado ao local 1, os valores de irradiação do local 2 são ligeiramente menores e há menor variabilidade entre os anos.
- ✓ No local 3 observa-se uma maior incidência de irradiação entre os meses de setembro e fevereiro atingindo em fevereiro valores próximos a $7 \text{ kWh/m}^2\text{.dia}$. Entre dezembro e agosto observa-se uma baixa variabilidade da irradiação solar atingindo valores mínimos em torno de $3,89 \text{ kWh/m}^2\text{.dia}$. Comparado ao local 1 e 2, os valores de irradiação apresentam menor variabilidade ao longo dos meses e entre os anos.

As tabelas 9, 11 e 13 apresentam os valores horários de temperatura ambiente, médias mensais, dos 10 anos da série para os locais 1,2 e 3 respectivamente.

- ✓ Observa-se que o local 1 apresenta temperaturas inferiores entre maio e setembro, com valores mínimos em torno de 13°C e valores máximos em torno de 27°C nos meses mais quentes. Observa-se também a baixa variabilidade das temperaturas diárias médias mensais entre os anos da série.
- ✓ O local 2 apresenta baixas variações de temperatura ao longo dos meses e entre os anos da série.
- ✓ O local 3 apresenta temperaturas mais altas com relação ao local 1 e 2 e mais baixa variabilidade entre os meses e anos da série.

Procurou-se escolher locais que pertencessem a regiões distintas com o objetivo de realizar a análise de complementaridade temporal e espacial entre fontes elétricas, denominadas nesta tese “*sistemas elétricos complementares*”.

Tabela 8 - Irradiação solar diária média mensal do Local 1.

Irradiação solar diária média mensal (kWh/m ² .dia) - Recurso Solar do Local 1												
Mês	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Ano	média	média	Média	média	Média	média	média	média	média	média	média	média
1	8,50	7,64	5,59	3,59	3,09	2,03	3,07	3,51	3,27	4,79	5,54	6,24
2	5,70	3,24	5,25	3,96	2,83	2,27	2,81	2,19	3,77	5,40	5,98	6,86
3	6,36	6,48	5,50	3,57	2,49	3,15	2,07	3,21	4,41	5,04	5,82	7,40
4	5,29	2,33	5,69	3,71	3,26	2,78	2,26	2,60	3,34	4,70	6,93	7,30
5	3,77	7,64	5,71	3,72	2,98	2,97	2,36	3,19	3,67	5,60	6,47	7,17
6	8,50	7,64	5,22	3,84	2,65	2,76	2,94	3,33	3,87	4,47	6,33	6,50
7	2,68	5,14	5,87	3,80	3,14	2,67	2,90	3,51	4,07	5,21	6,21	7,19
8	8,50	7,64	5,47	4,26	2,90	2,99	2,38	3,28	3,80	5,00	6,87	6,84
9	3,30	7,64	5,01	3,43	3,31	2,78	2,59	3,39	3,98	4,81	6,30	6,31
10	1,89	4,58	5,08	3,89	3,25	2,46	2,74	3,46	4,10	4,78	5,13	5,65

Tabela 9 - Temperatura média mensal do Local 1

Temperatura média mensal (°C) - Local 1												
Mês	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Ano	média	média	Média	Média	Média	média	média	média	média	média	média	média
1	26,79	27,39	24,54	21,54	16,81	15,70	15,72	18,41	17,13	22,29	23,90	24,65
2	27,38	28,17	24,01	22,07	17,52	16,85	12,22	12,59	15,76	20,30	23,69	23,90
3	27,24	26,19	26,76	22,39	18,08	17,33	12,92	16,78	16,77	21,64	23,45	23,37
4	27,46	26,20	26,41	21,90	16,00	15,91	16,16	14,98	16,82	19,11	21,66	24,46
5	26,02	24,59	24,62	18,91	16,24	14,88	12,06	14,19	17,46	22,22	23,18	23,16
6	27,36	26,31	24,67	20,87	16,94	17,24	14,11	16,00	17,77	20,96	22,36	25,53
7	26,41	24,68	24,47	22,78	17,75	14,11	15,31	17,55	18,09	19,89	21,06	24,37
8	27,45	24,72	23,61	20,90	17,45	17,81	14,56	13,21	14,79	22,56	22,06	25,37
9	26,35	26,25	23,58	23,03	18,46	14,39	15,95	15,66	15,33	20,98	24,52	24,40
10	27,03	26,18	24,50	18,94	16,50	16,89	14,45	17,26	16,94	21,51	24,48	26,67

Tabela 10 - Irradiação solar diária média mensal do Local 2.

Irradiação solar diária média mensal (kWh/m2.dia) - Recurso Solar do Local 2												
Mês	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Ano	média	média	média	média	média	média	média	média	média	média	média	média
1	6,05	6,07	6,48	5,07	4,73	4,25	5,13	5,81	5,49	6,55	5,99	5,21
2	4,72	6,66	5,82	5,69	4,73	4,73	4,63	3,64	5,59	6,90	6,49	5,48
3	5,46	7,11	6,40	5,01	3,87	5,79	3,79	5,34	6,79	5,97	5,45	6,55
4	6,40	5,97	6,69	5,32	4,96	5,32	4,16	4,42	5,08	5,92	7,05	6,27
5	5,45	5,34	6,15	4,41	4,10	5,25	3,79	4,78	5,76	6,92	6,98	6,22
6	6,68	6,22	5,93	4,97	3,64	5,37	5,03	5,36	6,19	5,79	6,77	5,80
7	6,35	6,20	6,30	5,28	4,67	4,99	4,86	5,68	6,55	6,85	6,54	6,14
8	6,82	6,51	5,72	5,51	4,05	5,67	4,34	5,06	5,77	6,62	7,61	5,91
9	6,74	7,14	5,34	4,60	5,16	5,24	4,58	5,45	6,15	6,11	6,96	5,48
10	4,63	6,76	5,46	5,13	4,64	4,80	4,57	5,55	6,47	6,14	5,31	4,95

Tabela 11 - Temperatura média mensal do Local 2.

Temperatura média mensal (°C) - Local 2												
Mês	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Ano	média	média	média	média	Média	média	média	média	média	média	média	média
1	25,27	26,25	25,71	24,95	24,00	22,95	23,20	23,48	23,72	25,35	25,94	26,12
2	25,65	27,03	26,04	25,42	24,62	23,67	22,71	21,52	21,98	23,27	24,42	24,70
3	25,62	25,70	26,25	25,58	24,94	24,09	23,16	23,09	23,35	24,78	25,35	25,16
4	25,76	25,81	26,19	25,37	23,97	23,01	23,35	22,58	23,08	23,56	23,83	24,56
5	24,76	24,08	24,26	22,83	22,31	21,53	21,12	20,84	22,12	24,12	24,75	24,65
6	25,74	25,86	25,52	24,51	23,74	23,24	22,94	22,62	23,44	24,56	24,78	25,67
7	25,04	24,33	24,37	24,50	23,99	22,46	22,79	22,96	23,76	24,34	24,12	24,76
8	25,71	24,78	24,33	23,74	23,37	23,11	22,97	21,82	21,75	24,07	24,26	25,24
9	24,98	25,33	24,68	24,83	24,55	22,92	23,30	22,75	22,55	23,99	25,26	25,49
10	25,45	25,59	25,23	23,59	22,94	22,55	22,50	22,68	23,11	24,57	25,64	26,70

Tabela 12 - Irradiação solar diária média mensal do Local 3

Irradiação solar diária média mensal (kWh/m2.dia) - Recurso Solar do Local 3												
Mês	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Ano	média	média	média	média	Média	média	média	média	média	média	média	média
1	5,85	5,83	5,70	4,87	5,19	4,53	5,99	6,46	6,66	6,80	5,70	4,77
2	4,33	5,76	5,45	5,42	4,90	5,48	5,72	4,95	5,84	6,84	6,31	5,07
3	4,69	6,25	5,74	4,53	4,05	6,06	4,92	5,79	6,99	5,90	5,13	6,06
4	5,43	4,96	5,88	4,88	5,43	5,86	4,92	5,51	5,46	6,06	6,66	5,84
5	4,39	4,87	5,53	4,27	4,71	5,91	4,66	5,66	6,38	6,87	6,64	5,80
6	6,43	5,68	5,33	4,58	3,89	5,89	5,43	5,86	6,60	5,92	6,43	5,37
7	5,33	5,48	5,73	5,04	5,14	5,69	5,58	5,88	6,94	6,95	6,27	5,68
8	6,57	6,45	5,10	5,24	4,44	6,06	4,62	5,92	6,27	6,74	6,95	5,47
9	5,61	6,88	4,77	4,27	5,62	6,02	5,20	6,11	6,54	6,14	6,64	5,08
10	3,66	5,89	4,79	4,97	5,22	5,31	5,40	6,25	6,88	6,14	5,00	4,52

Tabela 13 - Temperatura solar diária média mensal do Local 3

Temperatura média mensal (°C) - Local 3												
Mês	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Ano	média	média	média	Média	média	média	média	média	média	média	média	média
1	27,41	27,68	27,06	26,74	27,47	27,02	27,78	28,55	28,56	29,58	29,30	29,01
2	28,04	28,52	27,46	27,20	28,02	27,62	27,35	26,98	27,16	27,91	28,16	27,95
3	27,29	26,91	27,37	27,14	28,16	27,86	27,67	28,15	28,18	29,08	28,80	28,19
4	27,58	27,10	27,38	27,01	27,37	27,01	27,87	27,80	28,03	28,05	27,52	27,78
5	26,44	25,50	25,70	24,88	26,09	25,92	26,19	26,56	27,46	28,78	28,50	27,92
6	27,39	27,03	26,71	26,23	27,18	27,21	27,52	27,83	28,37	28,93	28,33	28,70
7	27,31	26,12	26,07	26,51	27,59	26,72	27,52	28,18	28,67	28,74	27,75	27,92
8	27,36	26,13	25,74	25,65	26,95	27,17	27,44	27,22	26,94	28,63	27,97	28,41
9	27,05	26,85	26,19	26,68	27,98	27,02	27,87	27,96	27,56	28,46	28,81	28,55
10	27,56	27,10	26,68	25,61	26,65	26,75	27,27	27,96	28,11	28,98	29,14	29,61

4.1.2.3 Considerações acerca do ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos

Como mencionado acima, os valores de irradiância global, utilizados neste trabalho, foram medidos no plano horizontal.

Ao realizar o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos, adotam-se alguns critérios e, um deles, está relacionado com a definição do ângulo de inclinação dos módulos. A definição do ângulo pode estar baseado nos seguintes objetivos:

- ✓ Maximização da energia coletada ao longo do ano. Neste caso adota-se um ângulo igual a latitude do local.
- ✓ Priorização do atendimento das cargas dos meses de inverno. Neste caso adota-se um ângulo igual a latitude do local acrescido de 10° .
- ✓ Priorização do atendimento das cargas dos meses de verão. Neste caso adota-se um ângulo igual a latitude menos 10° .
- ✓ Em locais próximos ao Equador, recomenda-se um ângulo mínimo de 10° para evitar que sujeiras se depositem na cobertura dos módulos e impeçam a incidência da radiação solar ocasionando uma diminuição do desempenho das células fotovoltaicas.

Caso o projeto indique que há viabilidade técnica e econômica com a instalação de sistema de rastreamento da radiação direta do sol em dois eixos (Norte-Sul e Leste-Oeste), obtêm-se a máxima quantidade de energia da radiação incidente no plano coletor, além da possibilidade de se obter um maior controle da energia gerada pelos módulos.

No âmbito deste trabalho, a partir das simulações realizadas com diferentes ângulos de inclinação dos módulos, verificou-se que é possível tirar proveito da variação dos mesmos para se obter uma melhor correlação entre os recursos solares das regiões e entre estes e os recursos eólicos.

Com base no exposto, optou-se por corrigir os valores da irradiância solar global no plano horizontal para dois ângulos de inclinação: o ângulo mínimo recomendado pelo CRESESB (10°) e o ângulo de inclinação igual à latitude de cada local em estudo. A correção dos valores de irradiância do plano horizontal para o plano com diferentes ângulos de inclinação foi feita utilizando as equações (3.7) a (3.22) apresentadas no capítulo 3.

Com o objetivo de validar os dados das novas irradiâncias calculadas, os mesmos foram comparados com os dados da base de dados do CRESESB. Além de realizar a validação, objetivou-se também obter a caracterização da radiação solar em outros ângulos de inclinação para os três locais estudados.

A tabela 14 mostra os resultados da correção das séries de irradiação diária média mensal do local 1 para diferentes ângulos de inclinação.

Tabela 14 - Irradiação solar diária média mensal para diferentes ângulos de inclinação - Local 1 - Média dos 10 anos.

Irradiação solar diária média mensal (kWh/m ² .dia) - Recurso Solar do Local 1												
Ângulo	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
0°	5,45	6,00	5,44	3,77	2,99	2,69	2,61	3,17	3,83	4,98	6,16	6,75
10°	5,37	6,08	5,69	4,10	3,40	3,14	2,97	3,47	4,01	5,07	6,07	6,61
24°	5,07	5,94	5,89	4,42	3,79	3,53	3,29	3,76	4,16	5,07	5,84	6,18
30°	4,89	5,80	5,88	4,51	3,92	3,68	3,41	3,85	4,19	5,00	5,64	5,85
Latitude	4,86	5,76	5,84	4,48	3,97	3,81	3,49	3,84	4,14	4,95	5,64	5,89
50°	4,02	4,97	5,52	4,54	4,14	3,97	3,62	3,94	4,07	4,53	4,70	4,66

Na tabela 14, o ângulo de 30° é uma aproximação do ângulo da latitude do local 1 que é de 29,6858° Sul. Observa-se que para este local, obtêm-se valores de irradiação mais elevados entre os meses de novembro a março (Verão) com ângulos inferiores ao da latitude. Com o ângulo acima do ângulo da latitude, 50°, conforme já exposto, prioriza-se a irradiância nos meses de inverno.

A figura 24 ilustra o perfil da irradiação solar diária, média mensal do local 1 em diferentes ângulos de captação considerando a série de 10 anos.

Figura 24 - Perfil da Irradiação solar diária média diferentes ângulos de captação - Local 1

Fonte: Autor

Os resultados da correção de ângulo da série de irradiância do local 2 são apresentados na tabela 15 e ilustrado na figura 25. Neste local a latitude é igual a 9,3941°, próximo do valor mínimo recomendado para instalação de módulos solares.

Embora este trabalho analise apenas a complementaridade eólica-solar, é interessante observar que com ângulos maiores do que a latitude, a irradiação coletada ao longo do ano é menor. Porém, a irradiação coletada nos meses de inverno é maior, justamente meses considerados mais secos em termos de hidrologias.

Tabela 15 - Irradiação solar diária média mensal diferentes ângulos de captação - Local 2

Irradiação solar diária média mensal (kWh/m ² .dia) - Recurso Solar do Local 2												
Ângulo	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
0°	5,93	6,40	6,03	5,10	4,46	5,14	4,49	5,11	5,98	6,38	6,52	5,80
8°	5,45	5,99	5,86	5,09	4,53	5,32	4,61	5,18	5,85	6,02	5,98	5,32
9°	5,41	5,96	5,86	5,10	4,55	5,36	4,64	5,20	5,86	6,00	5,94	5,28
Latitude	5,37	5,93	5,85	5,12	4,58	5,40	4,67	5,23	5,86	5,98	5,90	5,23
14°	5,20	5,80	5,82	5,17	4,67	5,56	4,78	5,32	5,87	5,89	5,73	5,05

Figura 25 - Irradiação solar diária média em diferentes ângulos de captação - Local 2.

Fonte: Autor

A tabela 16 mostra os resultados da correção da série de irradiação do local 3 em diferentes ângulos de captação. A figura 26 ilustra o perfil da irradiação solar diária, média mensal em diferentes ângulos de captação considerando a série de 10 anos.

Tabela 16 - Irradiação solar diária média diferentes ângulos de captação - do Local 3.

Irradiação solar diária média mensal (kWh/m ² .dia) - Recurso Solar do Local 3												
Ângulo	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
0°	5,23	5,81	5,40	4,81	4,86	5,68	5,25	5,84	6,46	6,43	6,17	5,37
Latitude	5,17	5,80	5,37	4,80	4,83	5,80	5,17	5,78	6,44	6,40	6,22	5,43
5°	4,89	5,48	5,24	4,76	4,88	5,78	5,32	5,83	6,27	6,09	5,75	5,01
6°	4,85	5,45	5,24	4,77	4,91	5,82	5,36	5,85	6,27	6,07	5,70	4,96
10°	4,69	5,32	5,20	4,81	5,02	6,00	5,49	5,94	6,26	5,96	5,53	4,77
14°	4,51	5,17	5,14	4,84	5,11	6,16	5,61	6,00	6,23	5,83	5,33	4,58

Figura 26 - Perfil da Irradiação solar diária média diferentes ângulos de captação - Local 3

Fonte: Autor

A comparação das figuras 24, 25 e 26 mostra diferentes perfis sazonais de irradiação que será explorado nos próximos itens nas análises de correlação temporal em diferentes bases de tempo bem como espacial (entre regiões) considerando conjuntamente o recurso eólico e com aplicação no dimensionamento dos sistemas e análise de risco financeiro dos sistemas elétricos complementares.

4.1.3 CARACTERÍSTICAS DAS TECNOLOGIAS

Neste trabalho, optou-se por utilizar diferentes tecnologias para aplicar e validar a integração da modelagem adotada. A tabela 17 mostra os dados das especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos selecionados.

A tabela 17 apresenta as especificações dos equipamentos utilizados nos sistemas fotovoltaicos dimensionados.

Tabela 17 - Especificações técnicas da tecnologia solar fotovoltaica.

Módulos Solares		Módulo 1	Módulo 2	Módulo 3
CUSTO INST. [R\$]		1.000	808,89	569,18
Parâmetros de geração	Tref.	25	20	20
	Gref. Temp	800	800	800
	Pnominal	0,28	0,265	0,24
	Gref.	1000	1000	1000
	Imp	8,14	4,8	4,8
	Icc	8,65	5,23	5,23
	Vmp	29,5	47	47
	Vca	37,5	59,1	59,1
	Coef. Temp.	-0,0045	-0,0045	-0,0045
	Tnoc	46	47	47
	Ef. Invers.	0,98	0,98	0,98

A tabela 18 apresenta os dados da curva de potência bem como outros parâmetros das turbinas eólicas selecionadas neste estudo.

Tabela 18 - Especificações técnicas da tecnologia eólica

Tecnologia Eólica	Turbina Eólica 1	Turbina Eólica 2	Turbina Eólica 3
Altura (m)	65	75	80
Pot. Nom (kW)	810	910	1.500
Vida Útil (anos)	20	20	20
Velocidade	Potência	Potência	Potência
0	0	0	0
1	0	0	0
2	2	0	0
3	14	4	33
4	38	20	87
5	77	50	177
6	141	96	312
7	228	156	496
8	336	238	725
9	480	340	984
10	645	466	1.250
11	744	600	1.443
12	780	710	1.500
13	810	790	1.500
14	810	850	1.500
15	810	880	1.500
16	810	905	1.500
17	810	910	1.500
18 - 25	810	910	1.500

4.2 DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS COMPLEMENTARES EÓLICO-SOLAR FOTOVOLTAICO

Esta seção tem como objetivo realizar uma avaliação da complementaridade temporal-espacial entre a energia solar fotovoltaica e eólica aplicando-a no dimensionamento de sistemas de grande porte conectados à rede elétrica.

O dimensionamento dos sistemas complementares foram realizados com base em três tipos de simulações, considerando a série horária de 10 anos de dados dos recursos solar e eólico:

Simulação 1 - Dimensionamento do sistema, considerando a maximização da energia gerada e menor desvio padrão, partindo de um orçamento fixo como restrição.

Simulação 2 - Dimensionamento do sistema, com igualdade da energia gerada por ambas as fontes, ou seja, minimização da diferença entre as energias geradas por cada fonte, partindo de um orçamento fixo como restrição.

Simulação 3 - Dimensionamento do sistema complementar, com análise de sensibilidade dos custos de implantação do sistema solar fotovoltaico (R\$/kWp) considerando a maximização da energia gerada e minimização do seu desvio padrão, partindo de um orçamento fixo.

A tabela 19 mostra as premissas de simulação que são consideradas para estes estudos e usados como dados de entrada na simulação:

Tabela 19 - Premissas do estudo de caso.

Aspecto	Critério	Valores
Econômico	Orçamento fixo (R\$)	500.000.000
	Custo de Implantação da Central eólica (R\$/kW)	4.000
	Custo de Implantação da Central Fotovoltaica (R\$/kW)	8.000
Técnico	Potência nominal da turbina eólica selecionada (kW)	1.500
	Potência do módulo fotovoltaico selecionado (kW)	0,280
	Fator de disponibilidade da central eólica (%)	97,5
	Fator de perdas do Central eólico (%)	5
	Fator de perdas da Central fotovoltaica (%)	75
Algoritmo de Busca	Número de Iterações	10
	Número de carteiras simuladas	20
	Função objetivo	máx(Eg-desvio)

Considera-se como **carteiras** as parcelas percentuais do orçamento fixo destinado as fontes de energia. Ex: 10% solar – 90% eólico; 20% solar-80% eólico, e assim por diante sorteados aleatoriamente.

Iterações – o algoritmo busca a melhor solução das 20 carteiras simuladas a cada iteração, ou seja, são gerados os 10 melhores resultados.

Considerando duas alternativas tecnológicas de geração de energia elétrica, Centrais eólicas e Centrais fotovoltaicas e, três sítios estudados, ou seja, locais 1, 2 e 3, temos uma combinação 3 x 3, ou seja, 09 pares de fontes combinadas, ou melhor definindo, sistemas complementares de geração de energia elétrica.

Nos aspectos técnicos, a fonte solar fotovoltaica é simulada com os módulos fotovoltaicos em uma inclinação de 10° relativo ao plano horizontal.

4.2.1 SIMULAÇÃO 1

Nesta análise, no algoritmo de busca das melhores carteiras de projetos, especifica-se como *função objetivo* a *maximização da quantidade de energia gerada e minimização do desvio padrão*.

Em cada iteração, o algoritmo percorre as séries de tempo, composta por 87.600 registros horários, correspondente aos dez anos de velocidade de vento, irradiância e temperatura ambiente. A potência e a energia gerada a cada hora são calculadas em função do dimensionamento dos sistemas, ou seja, número de módulos fotovoltaicos e turbinas eólicas resultado da distribuição aleatória do orçamento destinado a cada fonte.

Como mostrado acima, o potencial de geração elétrica da fonte solar, pode, em função da inclinação do módulo solar fotovoltaico, fornecer diferentes valores de energia ao longo do ano, por isso, para efeitos de simulação, nesta primeira parte, considera-se a inclinação igual ao mínimo ângulo recomendado pelo CRESESB, 10° de inclinação, relativo à latitude de cada local. Isto, para manter a característica sazonal da irradiância solar, sem perder as recomendações técnicas.

A tabela 20 mostra os 10 melhores resultados obtidos. Na primeira coluna, o primeiro índice representa a fonte eólica, enquanto o segundo representa a fonte solar. Como exemplo: Local 1-1 representa o sistema complementar composto pela fonte eólica do local 1 e solar do local 1 e, Local 1-2 representa o sistema complementar composto pela fonte eólica do local 1 e fonte solar do local 2. A segunda e terceira coluna corresponde ao dimensionamento do sistema, ou seja, número de turbinas eólicas e módulos fotovoltaicos.

As colunas que se seguem representam as parcelas do orçamento atribuídas às fontes eólica e solar, suas potências instaladas e a soma do orçamento total limitado ao montante considerado nas premissas iniciais (500 milhões de R\$). A última coluna apresenta a função objetivo, ou seja, para cada combinação de fontes-locais (3 fontes e três locais- 9 pares) considerando as 20 carteiras formadas em função dos orçamentos atribuídos a cada carteira, a *maximização da energia gerada menos o desvio padrão*.

Tabela 20 - Resultados do dimensionamento dos sistemas complementares.

Local	Número de Turbinas	Número de Módulos	Orçamento Eólico (R\$)	Orçamento Solar (R\$)	Potência Inst. Eólica (kW)	Potência Inst. Solar (kW)	Orçamento Total (R\$)	Função Objetivo (kWh)
1-1	83	892	498.000.000	1.998.080	124.500	249,76	499.998.080	19.546.996
1-2	83	892	498.000.000	1.998.080	124.500	249,76	499.998.080	19.551.787
1-3	83	892	498.000.000	1.998.080	124.500	249,76	499.998.080	19.552.227
2-1	83	892	498.000.000	1.998.080	124.500	249,76	499.998.080	17.655.323
2-2	83	892	498.000.000	1.998.080	124.500	249,76	499.998.080	17.656.126
2-3	83	892	498.000.000	1.998.080	124.500	249,76	499.998.080	17.654.122
3-1	83	892	498.000.000	1.998.080	124.500	249,76	499.998.080	23.449.325
3-2	83	892	498.000.000	1.998.080	124.500	249,76	499.998.080	23.452.458
3-3	83	892	498.000.000	1.998.080	124.500	249,76	499.998.080	23.452.006

Partindo de um orçamento fixo considerado para realizar uma comparação entre as duas fontes através da atribuição aleatória de parcelas do orçamento a cada tipo de fonte e, considerando como função objetivo a *maximização da energia gerada menos o desvio padrão*, praticamente todo o orçamento é atribuído ao dimensionamento dos sistemas eólicos, ou seja, a integração da fonte solar fotovoltaica com a eólica, no sentido de buscar carteiras de projetos beneficiando-se

de uma geração de energia mais uniforme ao longo do período não se viabiliza, pois a participação da energia solar no conjunto é bem inferior à da eólica. A explicação está no fato de que, apesar dos avanços tecnológicos, da diminuição dos preços dos equipamentos e dos incentivos dados pelo governo, a energia solar fotovoltaica ainda apresenta custos de **implantação** bem maiores e eficiências técnicas bem menores comparadas as da fonte eólica.

Analisar e comparar o perfil de geração em valor em p.u, como é feita por alguns trabalhos de complementaridade, citados na revisão bibliográfica, não reflete a real situação da interação entre as fontes solar-eólica em termos de quantidade de energia gerada e custos.

4.2.2 SIMULAÇÃO 2

Diante dos resultados apresentados na seção 4.2.1, adota-se nesta seção um outro tipo de simulação onde, partindo-se de um mesmo orçamento (R\$), este é distribuído aleatoriamente entre as fontes tendo como função objetivo a “minimização da *diferença entres as energias geradas*” por cada fonte no período analisado. Dentre os resultados obtidos, seleciona-se a carteira com o menor desvio padrão mensal, ou seja, geração menos intermitente. As capacidades instaladas de cada tipo de fonte resultam dos orçamentos atribuídos, das premissas adotadas e da função objetivo. Com isso consegue-se caracterizar melhor a complementaridade energética entre os tipos de fontes, porém verifica-se que os custos associados aos sistema fotovoltaicos são extremamente elevados, nesta simulação aproximadamente três vezes maior que o custos das centrais eólicas para a mesma quantidade de energia gerada.

A tabela 21 apresenta as premissas adotadas na simulação e a função objetivo.

Tabela 21 - Premissas do estudo de caso - Simulação 2.

Aspecto	Critério	Valores
Econômico	Orçamento Limite (R\$)	500.000.000
	Custo de Implantação eólica (R\$/kW)	4.000
	Custo de Implantação Solar Fotovoltaica (R\$/kW)	8.000
Técnico	Potência turbina eólica (kW)	1.500
	Potência módulo fotovoltaico (kW)	0,280
Algoritmo de Busca	Número de Iterações	10
	Número de carteiras simuladas	20
	Função de Avaliação	min(Egs-Ege)

Obs: Manteve-se os mesmos valores de disponibilidade e perdas nas centrais geradoras adotados na simulação 1. Egs= Energia gerada pela central solar e Ege= Energia gerada pela central eólica.

A tabela 22 apresenta os resultados da simulação. Observando os resultados, verifica-se para uma mesma capacidade de geração de energia (kWh), tendo em vista o desempenho técnico de uma central fotovoltaica e a intensidade energética do recurso solar (irradiação solar), obtêm-se uma potência instalada bem superior à obtida para as centrais eólicas. O número de módulos e turbinas está relacionado a capacidade instalada para cada tipo de fonte bem como a potência unitária dos equipamentos de geração de energia utilizados.

Como observado, a instalação de uma central eólica e fotovoltaica, partindo de um orçamento único, produzindo quantidades aproximadamente iguais de energia no período e com menor desvio padrão mensal (intermitência) mostrou melhor resultado quando ambas forem instaladas no local 2. Ressalta-se aqui que, como um dos fatores limitantes da modelagem, não foi considerado na simulação, diferenças nos custos de instalação das fontes geradoras em função dos locais.

Tabela 22 - Resultados do dimensionamento - Simulação 2

Local	Número de Turbinas	Número de Módulos	Orçamento Eólico (R\$)	Orçamento Solar (R\$)	Potência Inst. Eólica (kW)	Potência Inst. Solar (kW)	Orçamento Total (R\$)	Função Objetivo (kWh)	Desvio (kWh)
1-1	16	180.357	96.000.000	403.999.680	24.000	50.499,96	499.999.680	16.028.660	2.148.550
1-2	18	175.000	108.000.000	392.000.000	27.000	49.000	500.000.000	569.083,6	5.714.401
1-3	18	175.000	108.000.000	392.000.000	27.000	49.000	500.000.000	8.514.019	2.424.148
2-1	17	177.678	102.000.000	397.998.720	25.500	49.749,84	499.998.720	8.965.435	1.202.819
2-2	19	172.321	114.000.000	385.999.040	28.500	48.249,88	499.999.040	4.086.962	1.249.882
2-3	19	172.321	114.000.000	385.999.040	28.500	48.249,88	499.999.040	11.910.271	3.521.543
3-1	12	191.071	72.000.000	427.999.040	18.000	53.499,88	499.999.040	23.233.366	2.394.334
3-2	13	188.392	78.000.000	421.998.080	19.500	52.749,76	499.998.080	5.550.296	2.145.611
3-3	13	188.392	78.000.000	421.998.080	19.500	52.749,76	499.998.080	14.103.223	1.050.756

Os resultados apresentados na tabela 22, para o local 2-2 (melhor alternativa), apresenta uma potência instalada em módulos fotovoltaicos 1,69 vezes maior que a potência instalada na central eólica.

Usando a equação (3.37), apresentada no capítulo 3, com um rendimento de 15% para os módulos fotovoltaicos estima-se uma área necessária para instalação dos módulos de 321.666 m².

Considerando o uso da equação (3.33), apresentada no capítulo 3, diâmetro de 72 metros para a turbina eólica utilizada, a área ocupada pela central eólica é de 2.449.440 m² aproximadamente.

Disponibilizando, 50 % desta área, ou seja, 1.224.720 m² para instalação da central fotovoltaica e subestação compartilhada, verifica-se que o parque eólico tem área suficiente para acomodar os módulos fotovoltaicos.

Ressalta-se aqui que as equações utilizadas para o cálculo das áreas das centrais geradoras servem para uma estimativa preliminar nos estudos iniciais. Para o cálculo correto da área ocupada por uma central eólica, é preciso realizar o estudo de “Micrositing” utilizando parâmetros do local e da turbina eólica e inseri-los em modelos de fluxo para extrapolação vertical e horizontal das velocidades de vento. Para o cálculo da área ocupada pela central fotovoltaica é preciso utilizar modelos para identificar a área sombreada pelas turbinas eólicas e determinar a área útil (sem sombreamento) para instalação dos módulos fotovoltaicos.

Reforça-se que para o caso de compartilhamento de área entre as fontes, há redução no custo de instalação dos sistemas, fato que não foi considerado nas simulações.

Na situação atual, levando em conta os custos dos kW's instalados de cada tipo de fonte geradora de energia, os resultados apresentados nas duas simulações (1 e 2), mostram que, sem sombra de dúvida, investimentos em centrais eólicas são mais atrativos pois se gera uma quantidade bem maior de energia elétrica para um mesmo montante de investimento (R\$), como esperado. Porém, verifica-se que é uma geração mais intermitente e a área ocupada em função da capacidade instalada é bem maior. No entanto, verifica-se que os custos da geração eólica já estão se estabilizando e os da solar fotovoltaica continuam decrescendo, fato este que pode colocar a solar, numa situação econômica mais atrativa e viabilizar o uso desta como complemento da geração eólica, ou o uso da geração eólica como complemento da solar fotovoltaica com o objetivo de obter uma geração mais uniforme ao longo do período.

Considerando o exposto, apresenta-se no item 4.2.3, como estudo adicional, os resultados de simulação efetuada com o objetivo de realizar uma análise de sensibilidade com relação ao custo de implantação de centrais fotovoltaicas e verificar o impacto nos estudos de complementaridade com as centrais eólicas

4.2.3 SIMULAÇÃO 3: ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DO CUSTO DE IMPLANTAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA PARA O LOCAL 2-2

Usando a metodologia proposta, considerando somente na análise o local 2-2, objetiva-se determinar qual deverá ser o orçamento solar, ou melhor, o custo do kW instalado de sistemas fotovoltaicos que iguale sua geração de energia elétrica aos sistemas eólicos de acordo a função objetivo da simulação 2.

A tabela 23 mostra as premissas de simulação da análise de sensibilidade, considerando o orçamento do sistema eólico de 498 milhões. Objetiva-se encontrar o valor do custo de implantação do sistema solar fotovoltaico que, através da maximização da energia e minimização do desvio padrão, permita avaliar sua

complementaridade com a energia eólica em condições diferentes das obtidas na simulação 1.

Nas simulações, o valor do “custo de implantação de sistema fotovoltaico” inicia-se em R\$ 4000/kW. Este valor vai sendo alterado até atingir o montante que iguale a energia gerada pela central fotovoltaica com a da central eólica como já exposto.

Tabela 23 - Premissas da análise de sensibilidade.

Aspecto	Critério	Valores
Econômico	Orçamento Limite (R\$)	498.000.000
	Custo de Implantação eólica (R\$/kW)	4.000
	Custo de Implantação Solar Fotovoltaica (R\$/kW)	Variável
Técnico	Potência turbina eólica (kW)	1.500
	Potência módulo fotovoltaico (kW)	0,280
Algoritmo de Busca	Número de Iterações	10
	Número de carteiras simuladas	20
	Função de Avaliação (objetivo)	max(Eg-desvio)

A tabela 24 mostra os resultados da análise de sensibilidade. Com a função de avaliação utilizada, a participação da fonte solar fotovoltaica começa se mostrar evidente a partir de um custo de implantação de R\$ 3.320,00/kW. O sistema que mostra a melhor complementaridade energética, considerando a igualdade na produção da energia, é alcançado com um custo de implantação de R\$ 3.000,00/kW. Para esta carteira a potência instalada em eólica é de 55,5 MW (37 x 1500 kW) e a capacidade instalada em módulos fotovoltaicos é de 92,67 MW (328.571 x 0,280 kWp). Com um menor custo de implantação da tecnologia fotovoltaica, viabiliza-se a instalação de uma maior capacidade instalada com módulos fotovoltaicos.

Tabela 24 - Resultados da análise de sensibilidade.

Simulação	Custo Implantação Solar (R\$/kW)	Custo Implantação Eólica (R\$/kW)	Número de Turbinas	Número de módulos	Orçamento Eólico (R\$)	Orçamento Solar (R\$)	Orçamento Total (R\$)	Função Objetivo (kWh)
1	4000	4000	82	5.357	492.000.000	5.999.840	497.999.840	17.591.120
2	3800	4000	82	5.357	492.000.000	5.699.848	497.699.848	17.591.120
3	3500	4000	82	5.357	492.000.000	5.249.860	497.249.860	17.591.120
4	3320	4000	76	45.18	456.000.000	41.999.328	497.999.328	17.629.286
5	3300	4000	66	110.389	396.000.000	101.999.436	497.999.436	17.645.098
6	3100	4000	41	290.322	246.000.000	251.999.496	497.999.496	18.120.325
7	3000	4000	37	328.571	222.000.000	275.999.640	497.999.640	18.463.281
8	2900	4000	28	406.403	168.000.000	329.999.236	497.999.236	18.891.442
9	2700	4000	22	484.126	132.000.000	365.999.256	497.999.256	19.862.867
10	2550	4000	19	537.815	114.000.000	383.999.910	497.999.910	20.738.536
11	2500	4000	17	565.714	102.000.000	395.999.800	497.999.800	21.062.534
12	2400	4000	15	607.142	90.000.000	407.999.424	497.999.424	21.766.129
13	2.343,53	4000	14	630.916	84.000.000	413.999.761	497.999.761	22.199.190
14	2300	4000	12	661.49	72.000.000	425.999.560	497.999.560	22.553.722
15	2100	4000	5	795.918	30.000.000	467.999.784	497.999.784	24.463.100

A figura 27 está associada com a tabela 24, observa-se o ponto de interseção entre as variações dos orçamentos eólico e solar fotovoltaico que corresponde a simulação 7 (linha 7) da tabela cujo custo de implantação da solar fotovoltaica é de R\$ 3.000,00 (coluna 1). Com este sistema complementar, a percentagem do orçamento total destinada ao sistema eólico é de 44,58% (222 milhões/498 milhões).

Figura 27 - Análise de Sensibilidade custo de implantação solar fotovoltaico.

Fonte: Autor

O custo de implantação de 3 R\$/Wp obtido na simulação 3 para sistemas fotovoltaicos conectados a rede elétrica já é uma realidade em outros países. Informações retiradas de (NEVES, 2014) de projetos do Estado de Pernambuco que participaram no leilão ocorrido em 27 de dezembro de 2013, promovido pelo governo de Pernambuco para consumidores industriais, apresentam custos na ordem de 3,44 R\$/Wp até 6,52 R\$/Wp. O que mostra que os custos de implantação de sistemas fotovoltaicos, mesmo no Brasil, com alguns incentivos a mais, podem atingir um valor economicamente mais atrativo.

A figura 28 apresenta o perfil de geração individual e conjunto das fontes ao longo dos meses da série (120 meses – 10 anos) em uma discretização mensal, para se visualizar a complementaridade energética entre as fontes geradoras.

Na próxima seção, apresenta-se a complementaridade em diferentes bases de tempo bem como os coeficientes de correlação.

Figura 28 - Complementaridade das fontes - Local 2-2 - Simulação 3.

Fonte: Autor

4.3 CARACTERIZAÇÃO E ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE EM DIFERENTES INTERVALOS DE TEMPO

Esta seção apresenta a complementaridade entre os sistemas solar fotovoltaico e eólico em diferentes bases de tempo: Mensal, semanal, diária e horária. A complementaridade é analisada através do coeficiente de correlação.

O objetivo desta análise é conhecer como a energia produzida pelos dois tipos de fontes se comportam em períodos de tempo mais curtos e realçar a importância que este conhecimento pode ter ao dimensionarmos sistemas complementares ou híbridos conectados em um mesmo ponto da rede elétrica.

A produção conjunta em bases mensais ao longo do ano nos fornece o fator de capacidade mensal utilizado nas ferramentas de análise nos estudos de planejamento energético e despacho de geração de energia. A potencial complementaridade mensal entre as fontes pode alterar o nível de despacho das fontes no sistema hidrotérmico interligado.

Um detalhamento a nível semanal e por blocos de horas nos permite identificar a contribuição das fontes nos diversos patamares de carga, principalmente nos horários de ponta do sistema.

A produção conjunta em base horária permite analisar o fluxo de potência na rede e verificar de que forma a operação conjunta pode contribuir para reduzir variações de tensão de projetos instalados especialmente em redes fracas.

Para mostrar a complementaridade solar-eólica nas diferentes bases de tempo, utilizou-se os dados da simulação 2. A potência eólica instalada nesse caso foi de 25.500 kW (17 turbinas x 1500kW) e a potência solar fotovoltaica instalada 49.749,84 kWp (177.678 módulos fotovoltaicos de 280Wp) referentes a fonte solar do local 1 e eólica do local 2. Apresenta-se a complementaridade nas diferentes bases de tempo deste sistema (2-1) por ter sido o que apresentou melhor correlação negativa.

4.3.1 ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE MENSAL

A tabela 25 mostra os resultados do dimensionamento do sistema em base mensal ao longo dos dez anos (120 meses). A primeira coluna refere-se aos meses do ano; a segunda e terceira colunas à energia gerada e fator de capacidade mensais do sistema solar fotovoltaico do local 1 respectivamente; na quarta e quinta colunas a energia eólica gerada e fator de capacidade mensais do local 2 respectivamente; na sexta e sétima colunas a energia gerada e o fator de capacidade mensais do sistema complementar eólico-solar.

Tabela 25 - Resultados do dimensionamento eólico do local 2 e solar fotovoltaico do local 1.

Resultados Eólica Local 2 - Solar Local 1 - 10 anos (120 meses)						
Mês	Solar FV (MWh)	Fator Capacidade FV	Eólica (MWh)	Fator Capacidade Eólica	Conjunta (MWh)	Fator Capacidade Conjunta
1	7029,80	18,99%	2957,81	15,90%	9987,62	17,96%
2	5904,38	17,66%	3478,96	20,71%	9383,34	18,68%
3	5107,17	13,80%	3619,04	19,46%	8726,21	15,69%
4	3373,25	9,42%	4278,83	23,77%	7652,08	14,22%
5	3225,57	8,71%	4651,02	25,01%	7876,60	14,16%
6	2067,11	5,77%	5961,05	33,12%	8028,16	14,92%
7	3274,34	8,85%	5745,32	30,89%	9019,67	16,22%
8	3513,38	9,49%	6288,24	33,81%	9801,62	17,62%
9	3038,16	8,48%	6831,29	37,95%	9869,45	18,34%
10	4343,09	11,73%	5246,46	28,21%	9589,55	17,24%
11	4688,71	13,09%	3610,05	20,06%	8298,76	15,42%
12	5345,48	14,44%	2679,48	14,41%	8024,96	14,43%
13	4857,91	13,12%	4854,04	26,10%	9711,95	17,46%
14	2592,53	7,75%	3068,19	18,26%	5660,72	11,27%
15	4822,37	13,03%	3515,47	18,90%	8337,83	14,99%
16	3723,19	10,39%	4949,46	27,50%	8672,65	16,11%
17	2925,00	7,90%	2967,93	15,96%	5892,93	10,60%
18	2288,38	6,39%	6024,93	33,47%	8313,31	15,45%
19	2991,92	8,08%	5943,40	31,95%	8935,31	16,07%
20	2229,52	6,02%	7983,03	42,92%	10212,55	18,36%
21	3527,07	9,85%	5603,15	31,13%	9130,22	16,96%
22	4920,96	13,29%	5231,81	28,13%	10152,77	18,26%
23	5029,83	14,04%	3901,67	21,68%	8931,50	16,60%
24	5834,19	15,76%	4682,44	25,17%	10516,63	18,91%
25	5349,78	14,45%	3382,58	18,19%	8732,35	15,70%
26	5084,50	15,21%	3267,26	19,45%	8351,75	16,63%
27	4994,07	13,49%	4516,05	24,28%	9510,12	17,10%
28	3345,57	9,34%	4132,71	22,96%	7478,29	13,90%
29	2547,73	6,88%	4783,90	25,72%	7331,63	13,18%
30	3288,57	9,18%	6018,16	33,43%	9306,73	17,29%
31	2129,90	5,75%	5149,12	27,68%	7279,02	13,09%

32	3197,66	8,64%	6620,03	35,59%	9817,69	17,65%
33	4129,95	11,53%	4709,48	26,16%	8839,43	16,42%
34	4571,21	12,35%	5776,99	31,06%	10348,20	18,61%
35	4884,13	13,64%	4880,43	27,11%	9764,56	18,14%
36	6264,03	16,92%	3442,24	18,51%	9706,27	17,45%
37	4545,80	12,28%	2721,02	14,63%	7266,81	13,07%
38	1886,79	5,64%	4387,67	26,12%	6274,45	12,49%
39	5165,37	13,96%	3899,26	20,96%	9064,63	16,30%
40	3486,77	9,73%	3700,77	20,56%	7187,54	13,35%
41	3419,06	9,24%	4728,05	25,42%	8147,11	14,65%
42	2888,67	8,06%	5304,66	29,47%	8193,33	15,22%
43	2349,40	6,35%	7264,16	39,05%	9613,56	17,29%
44	2612,63	7,06%	5847,82	31,44%	8460,45	15,21%
45	3094,80	8,64%	6233,27	34,63%	9328,07	17,33%
46	4311,33	11,65%	6622,26	35,60%	10933,59	19,66%
47	5833,73	16,29%	5362,43	29,79%	11196,16	20,80%
48	6136,46	16,58%	4424,61	23,79%	10561,07	18,99%
49	3309,42	8,94%	3385,87	18,20%	6695,29	12,04%
50	5991,48	17,92%	3307,60	19,69%	9299,08	18,51%
51	5224,94	14,12%	3974,54	21,37%	9199,48	16,54%
52	3539,07	9,88%	4658,01	25,88%	8197,08	15,23%
53	3131,30	8,46%	4700,22	25,27%	7831,52	14,08%
54	3108,38	8,68%	6399,69	35,55%	9508,07	17,67%
55	2485,69	6,72%	6767,46	36,38%	9253,15	16,64%
56	3237,87	8,75%	6053,95	32,55%	9291,82	16,71%
57	3404,54	9,50%	7119,09	39,55%	10523,63	19,55%
58	5051,33	13,65%	5465,40	29,38%	10516,73	18,91%
59	5409,40	15,10%	4825,47	26,81%	10234,87	19,02%
60	6066,76	16,39%	3786,88	20,36%	9853,63	17,72%
61	7018,02	18,96%	3584,29	19,27%	10602,30	19,06%
62	5930,80	17,74%	3310,87	19,71%	9241,67	18,40%
63	4764,46	12,87%	3130,62	16,83%	7895,09	14,20%
64	3626,10	10,12%	4676,76	25,98%	8302,86	15,43%
65	2734,25	7,39%	5656,02	30,41%	8390,27	15,09%
66	2851,07	7,96%	6165,61	34,25%	9016,67	16,75%
67	3150,98	8,51%	7660,30	41,18%	10811,28	19,44%
68	3342,86	9,03%	6957,14	37,40%	10300,00	18,52%
69	3589,36	10,02%	5775,92	32,09%	9365,28	17,40%
70	4085,49	11,04%	5874,69	31,58%	9960,18	17,91%
71	5332,65	14,89%	4374,91	24,31%	9707,56	18,04%
72	5484,55	14,82%	4906,29	26,38%	10390,84	18,68%
73	2391,02	6,46%	5974,03	32,12%	8365,05	15,04%
74	4095,29	12,25%	2695,43	16,04%	6790,72	13,52%
75	5361,14	14,48%	2840,65	15,27%	8201,78	14,75%
76	3551,58	9,92%	3918,16	21,77%	7469,73	13,88%
77	3247,37	8,77%	6128,44	32,95%	9375,81	16,86%
78	2770,06	7,73%	8606,40	47,81%	11376,46	21,14%
79	3086,62	8,34%	6559,81	35,27%	9646,43	17,35%
80	3544,32	9,58%	6753,88	36,31%	10298,19	18,52%
81	3756,56	10,49%	5942,77	33,02%	9699,33	18,02%
82	4758,10	12,85%	5413,19	29,10%	10171,28	18,29%
83	5294,54	14,78%	3954,00	21,97%	9248,54	17,18%
84	6062,12	16,38%	4073,32	21,90%	10135,43	18,22%
85	7018,37	18,96%	3852,35	20,71%	10870,73	19,55%

86	5979,81	17,89%	3837,75	22,84%	9817,55	19,54%
87	5016,86	13,55%	5122,63	27,54%	10139,49	18,23%
88	4023,74	11,23%	4139,87	23,00%	8163,61	15,17%
89	2993,66	8,09%	5869,40	31,56%	8863,06	15,94%
90	3083,99	8,61%	6890,97	38,28%	9974,95	18,53%
91	2466,42	6,66%	6825,59	36,70%	9292,01	16,71%
92	3369,04	9,10%	9657,79	51,92%	13026,83	23,42%
93	3578,71	9,99%	8216,78	45,65%	11795,48	21,92%
94	4509,15	12,18%	6426,11	34,55%	10935,25	19,66%
95	5756,95	16,07%	5205,13	28,92%	10962,08	20,37%
96	5782,32	15,62%	4801,63	25,82%	10583,95	19,03%
97	2927,31	7,91%	4037,26	21,71%	6964,58	12,52%
98	5931,65	17,74%	3437,39	20,46%	9369,04	18,65%
99	4612,99	12,46%	3578,44	19,24%	8191,43	14,73%
100	3239,09	9,04%	3766,86	20,93%	7005,95	13,02%
101	3445,14	9,31%	5511,74	29,63%	8956,88	16,11%
102	2892,45	8,07%	6744,02	37,47%	9636,47	17,91%
103	2688,44	7,26%	7926,58	42,62%	10615,02	19,09%
104	3445,21	9,31%	7332,45	39,42%	10777,66	19,38%
105	3726,59	10,40%	6288,51	34,94%	10015,11	18,61%
106	4380,70	11,84%	7524,48	40,45%	11905,18	21,41%
107	5250,34	14,66%	4419,49	24,55%	9669,83	17,97%
108	5387,79	14,56%	4131,06	22,21%	9518,85	17,12%
109	1695,53	4,58%	3984,20	21,42%	5679,73	10,21%
110	3658,71	10,94%	4059,86	24,17%	7718,57	15,37%
111	4644,21	12,55%	2589,97	13,92%	7234,19	13,01%
112	3688,56	10,30%	3572,87	19,85%	7261,43	13,49%
113	3407,55	9,21%	5414,26	29,11%	8821,81	15,86%
114	2543,72	7,10%	5494,80	30,53%	8038,52	14,94%
115	2913,15	7,87%	5840,51	31,40%	8753,67	15,74%
116	3473,17	9,38%	6657,77	35,79%	10130,94	18,22%
117	3808,03	10,63%	5139,54	28,55%	8947,57	16,63%
118	4353,14	11,76%	3692,61	19,85%	8045,75	14,47%
119	4342,62	12,12%	4493,25	24,96%	8835,87	16,42%
120	4809,49	12,99%	3934,67	21,15%	8744,16	15,72%

A figura 29 está associada com a tabela 25 e apresenta o perfil de geração mensal do sistema eólico, solar fotovoltaico e produção conjunta destes sistemas correspondente aos dez anos avaliados.

Figura 29 - Complementaridade energética mensal no horizonte de 10 anos (120 meses).

Fonte: Autor

O coeficiente de correlação mensal calculado para a série de 120 meses é de $-0,52141527$. A figura 30 mostra os coeficientes de correlação de cada ano da série de 10 anos.

Figura 30 - Energia Gerada pelo sistema complementar (MWh), diagramas de dispersão e fatores de correlação.

Fonte: Autor

Observa-se um perfil menos intermitente da geração conjunta ao longo dos anos da série. Na parte direita, ilustra-se o diagrama de dispersão e a linha de tendência de correlação, entre a energia eólica e solar fotovoltaica. Observa-se uma melhor complementaridade mensal nos anos 1 e 6, com uma linha de tendência mais negativa, e valores menos complementares nos anos 2 e 4, conforme mostra o coeficiente de correlação e a declinação menor da linha de tendência.

Assim, o ano 1 mostra uma maior correlação negativa, ou seja, uma maior complementaridade energética, pois para este sistema a maior produção de energia solar se dá nos meses de Verão, e a da eólica nos meses de inverno.

No segundo ano, o coeficiente de correlação entre as energias geradas por ambas as fontes, mostra um valor negativo relativamente menos complementar, no entanto, a complementaridade ainda é evidente.

4.3.2 ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE SEMANAL

A correlação negativa também aparece em intervalos de tempo menores, sendo assim, a figura 31 ilustra a complementaridade semanal dos dez anos da série (521,42 semanas). O coeficiente de correlação semanal (-0,374845) é menor, em termos de complementaridade, que o coeficiente de correlação mensal (-0,52141527).

Figura 31 - Complementaridade energética semanal no horizonte de 10 anos (521,42 semanas)

Fonte: Autor

Estes resultados mostram maior variabilidade, em comparação com os resultados mensais, refletindo as flutuações, em menor período de tempo, existentes nas fontes de energia utilizadas no estudo.

A figura 32 ilustra o diagrama de dispersão e a linha de tendência associada com a série de geração de energia semanal.

Figura 32 - Diagrama de dispersão e linha de tendência da complementaridade semanal (521,42 semanas).

Fonte: Autor

4.3.3 ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE DIÁRIA

A figura 33 ilustra a complementaridade diária para o primeiro ano da série (365 dias). O valor do coeficiente de correlação diário para esse ano é de -0,25800. Nos 90 primeiros dias a energia solar fotovoltaica tem uma maior participação na geração conjunta, enquanto, entre os dias 131 a 274 a participação da energia eólica é maior, mostrando uma diminuição, na sua participação, depois do dia 287.

Figura 33 Complementaridade diária do Ano 1 (365 dias)

Fonte: Autor

A figura 34 ilustra o diagrama de dispersão dos 365 dias do primeiro ano, pode-se observar, na linha de tendência, a correlação inversa entre as duas séries.

Figura 34 - Diagrama de dispersão e linha de tendência da complementaridade diária

Fonte: Autor

4.3.4 ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE HORÁRIA

Para melhor caracterizar a complementaridade horária, utilizam-se registros de 96 horas correspondentes a 04 dias de cada mês, selecionados aleatoriamente, da energia elétrica gerada por ambas as fontes de forma a poder observar a evolução ao longo do ano da complementaridade energética das séries horárias.

As tabelas 26 e 27 mostram os resultados do dimensionamento do sistema complementar em valores horários de energia produzida para os seis primeiros meses e 6 últimos meses respectivamente.

Tabela 26 - Geração de energia elétrica de 4 dias selecionados para caracterizar a complementaridade horária de cada mês - 6 primeiros meses do Ano 1.

Janeiro		Fevereiro		Março		Abril		Maio		Junho	
Solar FV (kWh)	Eólica (kWh)	Solar FV (kWh)	Eólica (kWh)	Solar FV (kWh)	Eólica (kWh)	Solar FV (kWh)	Eólica (kWh)	Solar FV (kWh)	Eólica (kWh)	Solar FV (kWh)	Eólica (kWh)
0,0	13263,7	0,0	7443,3	0,0	2352,4	0,0	7900,0	0,0	7270,8	0,0	11224,8
0,0	12246,2	0,0	7478,1	0,0	3819,7	0,0	7935,7	0,0	6763,9	0,0	11141,4
0,0	11308,3	0,0	6998,4	0,0	1807,4	0,0	7443,3	0,0	6402,4	0,0	10729,3
0,0	8079,0	0,0	6830,7	0,0	4497,6	0,0	7652,6	0,0	6598,4	0,0	9808,3
0,0	8442,0	0,0	6305,4	0,0	4695,3	0,0	7829,1	0,0	7374,0	0,0	9075,8
2460,4	5798,2	5340,6	5460,1	4995,8	5954,8	2069,5	6240,8	97,5	6631,4	0,0	8924,8
8684,3	4248,4	11902,2	7617,4	11302,6	0,0	6428,9	5520,9	2211,9	5582,1	0,0	9151,6
15185,2	3409,2	17819,3	7099,9	17574,6	475,1	9797,8	4809,8	4509,8	6598,4	4090,8	8332,4
20590,1	3663,7	22271,3	6797,3	22005,4	877,9	18614,9	4386,1	5880,6	7202,4	8450,9	8187,1
24735,6	3872,4	25148,6	6305,4	24251,3	0,0	13294,8	4925,5	7044,8	6998,4	12799,6	7582,6
27305,9	3017,1	26279,8	5767,0	25388,8	1767,5	5680,2	4525,4	7330,5	7547,6	15330,8	7339,7
28281,9	4193,9	25804,8	5736,2	23827,0	4752,3	2309,2	3925,1	7023,3	10566,4	17148,4	7512,7
27316,3	5429,8	23892,5	7236,4	22340,8	3484,9	9965,7	4058,6	5873,6	13490,0	17970,3	6863,9
25418,4	5923,3	20506,4	8626,4	19029,2	3334,3	9564,9	6565,8	4230,5	14225,7	16591,7	7270,8
21806,6	10852,2	15380,4	8775,0	13124,6	2921,9	12172,0	7900,0	2250,6	13039,2	12547,9	8552,6
17110,5	11944,1	9340,5	10244,1	6959,7	3951,7	6130,8	8589,3	96,0	11266,3	7266,4	9574,0
10898,2	10852,2	3161,4	11099,8	443,7	3065,0	0,0	9113,8	0,0	10934,3	604,4	10485,3
4541,3	11224,8	0,0	13354,1	0,0	3089,2	0,0	10204,0	0,0	10893,4	0,0	10404,7
0,0	9926,2	0,0	12950,1	0,0	2396,4	0,0	9151,6	0,0	11266,3	0,0	9304,2
0,0	10852,2	0,0	8887,2	0,0	3898,6	0,0	6897,5	0,0	12376,7	0,0	7935,7
0,0	11602,9	0,0	5954,8	0,0	6208,9	0,0	6830,7	0,0	13901,3	0,0	6830,7
0,0	8552,6	0,0	5986,1	0,0	5071,6	0,0	6998,4	0,0	15459,9	0,0	7900,0
0,0	7270,8	0,0	8295,9	0,0	3561,1	0,0	8552,6	0,0	14179,1	0,0	8369,0
0,0	6144,8	0,0	7723,1	0,0	5954,8	0,0	9965,8	0,0	13128,9	0,0	9266,2
0,0	4695,3	0,0	7202,4	0,0	7582,6	0,0	11434,1	0,0	13263,7	0,0	8515,7
0,0	4058,6	0,0	7547,6	0,0	8295,9	0,0	12159,7	0,0	12420,5	0,0	9729,8
0,0	5705,2	0,0	7478,1	0,0	7270,8	0,0	10975,6	0,0	10607,1	0,0	10729,3
0,0	6500,1	0,0	7408,6	0,0	7478,1	0,0	11518,5	0,0	10044,8	0,0	11645,4
0,0	5954,8	0,0	6830,7	0,0	8812,5	0,0	9458,0	0,0	9535,5	0,0	11308,3
2394,4	5429,8	5381,1	5860,5	1490,0	7617,4	1741,9	8115,1	308,4	8589,3	0,0	9808,3
8505,1	4867,4	12139,6	5986,1	3422,5	4867,4	3063,0	7617,4	7290,8	8775,0	0,0	9227,9
15080,0	4695,3	18313,7	4610,1	5292,9	4413,7	6300,8	7652,6	13470,7	9189,7	2793,5	10084,6
20623,1	3459,6	22828,0	5130,7	7047,3	3260,0	6932,7	7339,7	17952,6	9342,6	6640,8	10852,2
24616,0	1867,8	25794,5	4469,5	7851,9	3535,6	12755,9	6402,4	20721,6	9304,2	8042,6	9496,7
27213,7	2222,4	27048,8	6017,8	8064,3	1908,5	13536,0	5189,8	21741,9	9381,1	10811,9	9151,6
28282,1	2711,7	26828,7	10324,1	8028,2	1028,4	11938,6	5736,2	20754,9	9847,6	10033,0	7900,0
27855,3	4193,9	24957,3	11560,5	7642,7	431,7	16534,0	8007,4	17925,0	14931,9	9416,3	7723,1
25892,6	4695,3	21519,0	9266,2	5980,9	2507,5	14202,9	8663,5	13437,4	14459,1	8771,9	8369,0
22415,5	5249,5	16417,7	8079,0	4220,5	3793,7	13175,1	7900,0	7270,2	14272,0	7135,7	8962,6
17514,5	5042,4	10000,8	9496,7	2129,9	3793,7	5629,1	8589,3	359,1	13672,2	3280,3	10893,4
11388,4	5369,5	3373,8	9965,8	221,2	3359,3	0,0	9574,0	0,0	12640,0	65,1	11308,3
4758,3	5520,9	0,0	13039,2	0,0	4004,9	0,0	9535,5	0,0	12203,1	0,0	9808,3
0,0	5612,8	0,0	13263,7	0,0	4358,4	0,0	8626,4	0,0	10811,0	0,0	7547,6
0,0	6730,6	0,0	10044,8	0,0	3612,2	0,0	7443,3	0,0	10404,7	0,0	6112,9
0,0	5490,6	0,0	7408,6	0,0	2552,3	0,0	4497,6	0,0	10244,1	0,0	4723,9
0,0	5042,4	0,0	7758,2	0,0	3211,0	0,0	4248,4	0,0	10485,3	0,0	4666,7
0,0	6565,8	0,0	8369,0	0,0	6897,5	0,0	4954,5	0,0	11350,2	0,0	6897,5
0,0	9651,9	0,0	8663,5	0,0	7408,6	0,0	5891,8	0,0	11858,5	0,0	9458,0
0,0	7758,2	0,0	10485,3	0,0	8259,8	0,0	6730,6	0,0	10445,1	0,0	11730,2
0,0	8115,1	0,0	11308,3	0,0	9304,2	0,0	7202,4	0,0	10124,4	0,0	13809,5
0,0	7935,7	0,0	9075,8	0,0	8115,1	0,0	7864,7	0,0	10647,6	0,0	13809,5

0,0	6931,2	0,0	9535,5	0,0	6797,3	0,0	6598,4	0,0	10164,0	0,0	11183,1
0,0	6730,6	0,0	9574,0	0,0	6017,8	0,0	6176,9	0,0	9612,9	0,0	9651,9
2338,5	5130,7	5173,3	8442,0	1760,6	4275,8	1021,6	5520,9	237,5	8626,4	0,0	9304,2
8818,5	4581,8	11433,7	6305,4	5657,4	2711,7	2721,4	5013,0	2132,7	8812,5	0,0	8478,8
15704,2	4695,3	17259,1	6631,4	8916,3	1347,0	5242,5	4413,7	3356,1	8589,3	425,1	13039,2
21448,4	4809,8	21783,9	6730,6	5527,2	1045,5	6040,1	4248,4	3439,6	8700,7	814,9	9075,8
25639,5	4358,4	24748,6	6467,4	8089,4	1328,7	6603,0	3689,6	3530,0	8775,0	3256,1	6049,5
28076,6	3384,3	25956,2	6598,4	9154,0	1132,1	5986,2	2552,3	5826,9	7687,8	2961,3	5736,2
28983,4	4497,6	25403,2	7723,1	13399,5	1045,5	4085,5	2073,9	5914,1	7305,2	1519,8	4193,9
28348,2	6402,4	23381,9	9304,2	10843,4	1591,2	5200,6	2665,9	6935,7	7408,6	1969,0	4085,6
26355,3	6208,9	19773,1	12073,1	7030,1	1552,9	4765,3	5829,4	6730,7	8115,1	14273,0	3898,6
22742,3	6897,5	14887,9	11944,1	4540,7	3637,9	3562,1	5891,8	3990,4	9965,8	13947,7	4581,8
17665,0	6273,1	9207,3	11058,5	2847,2	5736,2	1619,6	6763,9	653,5	11058,5	7607,8	6273,1
11322,1	5429,8	3143,3	10607,1	375,6	7408,6	0,0	6112,9	0,0	12073,1	592,2	7305,2
4678,9	5071,6	0,0	10124,4	0,0	6565,8	0,0	5736,2	0,0	9886,7	0,0	7305,2
0,0	4723,9	0,0	10204,0	0,0	5490,6	0,0	5829,4	0,0	8295,9	0,0	7270,8
0,0	5279,2	0,0	8369,0	0,0	3793,7	0,0	5460,1	0,0	7032,3	0,0	6631,4
0,0	5399,5	0,0	9227,9	0,0	0,0	0,0	3359,3	0,0	5551,4	0,0	4983,7
0,0	3586,7	0,0	11350,2	0,0	0,0	0,0	2851,2	0,0	5490,6	0,0	3113,5
0,0	3359,3	0,0	10566,4	0,0	388,9	0,0	3284,8	0,0	6017,8	0,0	2507,5
0,0	3637,9	0,0	11518,5	0,0	764,7	0,0	4193,9	0,0	6112,9	0,0	2921,9
0,0	3663,7	0,0	9769,0	0,0	504,3	0,0	5986,1	0,0	5829,4	0,0	3663,7
0,0	3359,3	0,0	7032,3	0,0	1132,1	0,0	5736,2	0,0	7168,2	0,0	4867,4
0,0	4112,4	0,0	5891,8	0,0	0,0	0,0	5705,2	0,0	9037,9	0,0	6402,4
0,0	4809,8	0,0	6402,4	0,0	278,1	0,0	5705,2	0,0	9381,1	0,0	7547,6
0,0	5986,1	0,0	6797,3	0,0	0,0	0,0	4925,5	0,0	9113,8	0,0	7864,7
2312,2	8589,3	5605,8	5219,6	1800,0	733,0	1231,5	3872,4	279,2	8150,9	0,0	7971,5
8618,4	7617,4	12662,0	2462,7	4581,2	1990,7	817,1	8259,8	6726,2	8223,4	0,0	7935,7
15456,3	10404,7	18958,2	2734,8	7407,5	1591,2	1348,0	8259,8	12576,5	8405,6	586,6	7066,2
21131,5	9651,9	23628,2	519,1	9131,0	1097,2	1782,7	7066,2	16747,3	8332,4	1457,3	6435,0
25344,0	7134,0	26555,5	927,4	9772,2	0,0	9061,9	4303,1	19663,3	7687,8	2032,7	6240,8
27936,3	5490,6	27790,1	1533,8	11531,1	0,0	6645,3	2781,0	20581,3	7512,7	2444,6	6273,1
28973,4	8223,4	27369,3	1688,5	10126,0	0,0	10750,1	2200,9	19961,2	6998,4	2570,6	5551,4
28556,3	6964,6	25356,9	2529,8	8523,1	0,0	11217,4	2396,4	17212,0	6176,9	2569,9	4221,0
26422,0	11224,8	21695,8	2330,6	7334,0	0,0	16473,7	3663,7	12830,1	7305,2	2091,5	4004,9
22923,2	10770,3	16415,3	2898,2	4546,5	1458,2	10169,5	3741,4	7196,9	9691,0	1517,1	4166,7
17788,1	11058,5	9808,3	4809,8	2512,5	3925,1	4176,1	4925,5	398,7	10044,8	745,9	5986,1
11482,9	10005,4	3176,2	3819,7	189,3	2179,5	0,0	5986,1	0,0	8552,6	65,8	7443,3
4795,7	6144,8	0,0	3951,7	0,0	2418,5	0,0	8115,1	0,0	10204,0	0,0	8332,4
0,0	6730,6	0,0	3384,3	0,0	4867,4	0,0	8552,6	0,0	8442,0	0,0	7617,4
0,0	4781,0	0,0	1888,1	0,0	1610,6	0,0	7935,7	0,0	8223,4	0,0	6897,5
0,0	2352,4	0,0	0,0	0,0	519,1	0,0	5891,8	0,0	9000,0	0,0	5891,8
0,0	2574,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6144,8	0,0	8515,7	0,0	4925,5
0,0	1888,1	0,0	2620,2	0,0	0,0	0,0	7339,7	0,0	8849,6	0,0	4497,6
0,0	3235,4	0,0	6500,1	0,0	1552,9	0,0	7793,6	0,0	9847,6	0,0	4838,5

Tabela 27 - Geração de energia elétrica de 4 dias selecionados para caracterizar a complementaridade horária de cada mês - 6 últimos meses do Ano 1.

Julho		Agosto		Setembro		Outubro		Novembro		Dezembro	
Solar FV (kWh)	Eólica (kWh)	Solar FV (kWh)	Eólica (kWh)	Solar FV (kWh)	Eólica (kWh)	Solar FV (kWh)	Eólica (kWh)	Solar FV (kWh)	Eólica (kWh)	Solar FV (kWh)	Eólica (kWh)
0,0	12728,1	0,0	8079,0	0,0	10404,7	0,0	2011,4	0,0	237,7	0,0	6081,3
0,0	11350,2	0,0	8626,4	0,0	8887,2	0,0	960,7	0,0	0,0	0,0	3089,2
0,0	10284,2	0,0	9729,8	0,0	8552,6	0,0	198,0	0,0	0,0	0,0	2758,0
0,0	10164,0	0,0	10124,4	0,0	8849,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2851,2
0,0	10044,8	0,0	9227,9	0,0	9189,7	0,0	2688,7	0,0	0,0	0,0	6532,9
0,0	10404,7	0,0	9266,2	0,0	8405,6	159,7	3017,1	2955,7	0,0	1241,2	4330,7
0,0	10324,1	605,8	9808,3	4060,8	8812,5	4100,8	4925,5	5851,0	0,0	845,0	3586,7
3294,8	12333,4	7153,2	7687,8	8566,4	13672,2	8029,3	2921,9	9210,3	0,0	7344,2	3434,4
8713,9	10852,2	13240,3	6631,4	10680,2	13128,9	11592,1	4553,6	19800,9	0,0	6509,2	4031,8
13351,9	9847,6	17997,9	5189,8	12111,1	13763,5	12931,4	7900,0	16848,7	332,9	10722,6	4752,3
17133,8	12333,4	19665,3	3951,7	12430,2	13580,8	14474,0	6112,9	30352,6	0,0	13994,3	5042,4
19851,3	13039,2	19265,4	2898,2	10604,1	11987,1	12411,6	6631,4	20572,2	0,0	15155,5	4413,7
17879,3	12203,1	17237,5	2179,5	6073,1	10811,0	13273,9	8187,1	13146,4	0,0	16912,4	3793,7
14151,7	13947,5	15196,4	2308,8	5582,8	11688,0	11412,2	7582,6	8723,4	717,2	10687,9	3359,3
10607,3	15751,4	10590,4	3689,6	1567,5	13993,7	8895,1	6598,4	8507,2	1572,0	11890,3	3434,4
5726,7	16193,8	5888,2	5520,9	2026,7	16193,8	6819,9	6964,6	2436,2	1402,3	10161,2	4497,6
299,6	15027,1	2053,3	5705,2	1249,1	14979,2	3680,6	8007,4	3645,1	1114,6	6564,6	4896,4
0,0	14086,1	0,0	5551,4	0,0	14742,0	125,3	7270,8	1051,5	812,8	735,7	5279,2
0,0	15170,6	0,0	5829,4	0,0	14225,7	0,0	7202,4	0,0	960,7	0,0	5071,6
0,0	13901,3	0,0	5339,3	0,0	15122,9	0,0	6697,7	0,0	2265,4	0,0	5891,8
0,0	10852,2	0,0	4193,9	0,0	13718,0	0,0	4581,8	0,0	3089,2	0,0	6081,3
0,0	9769,0	0,0	2921,9	0,0	14600,0	0,0	2158,4	0,0	829,0	0,0	3260,0
0,0	9808,3	0,0	3612,2	0,0	14272,0	0,0	1787,5	0,0	2921,9	0,0	2665,9
0,0	8552,6	0,0	4221,0	0,0	16342,4	0,0	3040,9	0,0	2073,9	0,0	2265,4
0,0	9458,0	0,0	4666,7	0,0	15266,9	0,0	4695,3	0,0	2158,4	0,0	2137,1
0,0	9965,8	0,0	5490,6	0,0	13535,5	0,0	4896,4	0,0	2137,1	0,0	845,1
0,0	10566,4	0,0	6664,5	0,0	13399,1	0,0	6998,4	0,0	2781,0	0,0	1132,1
0,0	9419,4	0,0	7617,4	0,0	11772,9	0,0	8150,9	0,0	4525,4	0,0	1688,5
0,0	8478,8	0,0	9151,6	0,0	10566,4	0,0	11058,5	0,0	3663,7	0,0	1787,5
0,0	8369,0	0,0	10404,7	0,0	9266,2	663,6	12116,4	2980,6	2734,8	2125,2	2308,8
0,0	8405,6	792,4	8295,9	2014,8	10688,4	4496,5	10324,1	6975,7	4112,4	7227,7	2137,1
5651,1	8552,6	8266,4	6797,3	4514,3	11392,3	7365,3	12684,2	12254,2	8663,5	13664,0	11815,7
11920,3	8187,1	13549,4	5736,2	7092,5	12376,7	8009,6	11602,9	15310,7	10124,4	17720,2	13444,5
16648,7	7652,6	17513,6	7168,2	9109,5	12994,8	7726,4	10893,4	15209,9	9808,3	21329,7	764,7
19620,8	7134,0	16197,2	7864,7	10759,5	12464,3	12356,5	10934,3	14619,1	9151,6	20248,8	2396,4
21031,7	5189,8	13806,4	6435,0	11690,2	12684,2	22240,9	11183,1	13057,8	5013,0	14940,3	4838,5
20489,9	3951,7	16115,0	7687,8	10350,7	14086,1	19239,5	13718,0	12723,1	5954,8	15415,2	7305,2
18079,8	3741,4	15144,3	9227,9	9419,0	16591,8	20468,2	16441,7	11915,9	7270,8	13727,8	8187,1
13890,2	3951,7	9148,7	13535,5	7394,0	19021,4	18180,1	15266,9	5557,4	8079,0	12966,5	7408,6
8140,8	4358,4	5613,7	12816,8	5163,4	18333,8	12296,9	14179,1	2031,6	7270,8	10809,0	4386,1
550,7	4809,8	1631,5	11476,3	2348,4	18702,6	6918,3	14789,1	776,0	7066,2	7880,8	2137,1
0,0	6931,2	0,0	10770,3	0,0	18386,0	338,7	15654,1	926,3	8187,1	4673,0	519,1
0,0	8150,9	0,0	9227,9	0,0	18072,4	0,0	17095,5	0,0	8775,0	0,0	171,8
0,0	8187,1	0,0	6998,4	0,0	17247,9	0,0	16943,7	0,0	8043,0	0,0	2781,0
0,0	5643,4	0,0	4303,1	0,0	13535,5	0,0	14225,7	0,0	6144,8	0,0	624,3
0,0	3586,7	0,0	4954,5	0,0	13173,9	0,0	11476,3	0,0	2804,4	0,0	0,0
0,0	3715,4	0,0	4553,6	0,0	12950,1	0,0	11350,2	0,0	4358,4	0,0	0,0
0,0	4695,3	0,0	6500,1	0,0	13672,2	0,0	11350,2	0,0	4031,8	0,0	475,1
0,0	6144,8	0,0	8849,6	0,0	13490,0	0,0	10204,0	0,0	3561,1	0,0	237,7
0,0	7443,3	0,0	9037,9	0,0	13580,8	0,0	10284,2	0,0	4610,1	0,0	2418,5
0,0	7032,3	0,0	11476,3	0,0	13490,0	0,0	10204,0	0,0	6998,4	0,0	1310,4

0,0	6369,9	0,0	13039,2	0,0	13855,6	0,0	10124,4	0,0	7168,2	0,0	780,6
0,0	6467,4	0,0	12376,7	0,0	13855,6	0,0	9808,3	0,0	9381,1	0,0	1970,0
0,0	6998,4	0,0	11224,8	32,9	12246,2	188,1	10124,4	2013,1	8332,4	3009,4	944,1
0,0	7168,2	478,5	10770,3	2893,3	13128,9	3842,8	10975,6	5150,1	8515,7	10343,4	1439,4
5825,4	9304,2	5475,8	8775,0	6917,2	9304,2	9015,1	11815,7	8276,8	9458,0	17815,5	460,6
12080,8	9304,2	12237,4	8223,4	10453,7	10204,0	12289,5	13490,0	11261,7	8737,7	23839,0	0,0
16833,7	11602,9	16090,3	9419,4	13673,8	11266,3	14469,2	13084,0	12971,9	6664,5	24645,4	431,7
19625,8	11987,1	18119,6	9886,7	13591,5	11645,4	16786,6	12376,7	13050,8	5612,8	24155,4	1688,5
20716,8	10324,1	17215,8	10124,4	13919,6	10566,4	16363,2	12116,4	12809,7	4695,3	10806,8	2200,9
19627,5	10084,6	16749,8	11645,4	14048,9	10124,4	15976,5	13718,0	12135,4	3260,0	11127,3	3434,4
16876,0	11560,5	13993,0	13535,5	13495,4	12203,1	15174,0	16943,7	12496,5	5369,5	9288,9	2396,4
12650,3	14272,0	10386,8	13084,0	10188,1	14647,3	9718,9	16094,8	10463,8	4139,5	9629,8	2137,1
6975,4	15947,2	8541,3	12289,8	6103,6	14979,2	6293,0	14931,9	7491,7	5923,3	9838,7	2330,6
298,2	16243,4	2881,3	11730,2	2329,9	14553,2	3324,6	13901,3	4547,3	6598,4	5827,0	3017,1
0,0	14412,5	0,0	11266,3	0,0	14225,7	92,1	13718,0	1336,2	7134,0	3193,3	3689,6
0,0	12905,5	0,0	11058,5	0,0	13947,5	0,0	13084,0	0,0	7478,1	0,0	2095,0
0,0	11099,8	0,0	9304,2	0,0	12464,3	0,0	11858,5	0,0	7617,4	0,0	764,7
0,0	10084,6	0,0	7864,7	0,0	11434,1	0,0	10124,4	0,0	7582,6	0,0	1477,0
0,0	7547,6	0,0	9965,8	0,0	11688,0	0,0	9847,6	0,0	5705,2	0,0	504,3
0,0	8223,4	0,0	11266,3	0,0	10244,1	0,0	10852,2	0,0	6176,9	0,0	332,9
0,0	9227,9	0,0	13993,7	0,0	12595,9	0,0	11858,5	0,0	8663,5	0,0	0,0
0,0	9926,2	0,0	13444,5	0,0	13947,5	0,0	10975,6	0,0	10893,4	0,0	0,0
0,0	10647,6	0,0	12905,5	0,0	14132,6	0,0	10404,7	0,0	13535,5	0,0	0,0
0,0	12595,9	0,0	13263,7	0,0	14365,6	0,0	11224,8	0,0	15654,1	0,0	0,0
0,0	12905,5	0,0	13993,7	0,0	13763,5	0,0	11560,5	0,0	11858,5	0,0	0,0
0,0	12861,3	0,0	13308,9	0,0	12159,7	0,0	11560,5	0,0	9574,0	0,0	1365,3
0,0	13535,5	0,0	13993,7	98,7	11772,9	927,4	10729,3	3716,3	9151,6	2842,1	2945,4
0,0	14272,0	258,5	13672,2	2375,6	11815,7	8021,9	10204,0	9606,0	8150,9	8838,2	3211,0
6149,4	13535,5	9572,2	13308,9	1207,7	10647,6	14839,7	8515,7	15509,0	12728,1	15064,6	0,0
12509,5	13444,5	14718,1	12950,1	1821,9	9151,6	20479,4	9037,9	20627,7	12551,8	20373,3	0,0
17261,6	13855,6	20685,4	12684,2	2817,0	8962,6	24030,2	9496,7	24170,0	11772,9	24022,7	0,0
20112,6	13084,0	10438,6	12551,8	14789,0	10204,0	26175,4	9535,5	26017,7	10284,2	26128,7	0,0
21079,3	12376,7	23083,1	12595,9	8240,4	10044,8	14575,3	8150,9	26948,9	8223,4	26799,9	0,0
20378,4	11350,2	6639,8	12950,1	6035,4	11392,3	13416,7	10364,3	25913,2	8442,0	26055,8	237,7
17980,2	11560,5	2852,0	14600,0	23172,3	12950,1	11522,4	14647,3	23607,5	10852,2	23925,8	1495,8
13860,8	12464,3	1265,7	14836,6	21501,7	15027,1	9492,0	14742,0	19628,9	11058,5	20553,8	2222,4
7953,2	14318,8	1112,0	15411,4	11227,7	15605,3	6313,2	13947,5	14184,6	11099,8	15786,5	3211,0
460,7	14506,1	255,7	15702,5	3853,7	14553,2	3086,5	13399,1	7932,9	10284,2	10024,5	4469,5
0,0	13444,5	0,0	15605,3	0,0	13947,5	91,3	12464,3	2282,4	10404,7	4127,5	3925,1
0,0	11688,0	0,0	14506,1	0,0	13173,9	0,0	11987,1	0,0	10485,3	0,0	5071,6
0,0	9535,5	0,0	13308,9	0,0	11987,1	0,0	10607,1	0,0	11350,2	0,0	2688,7
0,0	8700,7	0,0	12684,2	0,0	9419,4	0,0	7408,6	0,0	8223,4	0,0	2158,4
0,0	8405,6	0,0	12203,1	0,0	9342,6	0,0	9574,0	0,0	8700,7	0,0	0,0
0,0	9496,7	0,0	13718,0	0,0	12816,8	0,0	10688,4	0,0	9808,3	0,0	0,0
0,0	11224,8	0,0	13763,5	0,0	14647,3	0,0	11518,5	0,0	12289,8	0,0	0,0

A figura 35 que se segue, está associada com as tabelas acima e ilustra a complementaridade energética horária de quatro dias caracterizando cada mês. Nos meses de Janeiro, Fevereiro, Novembro e Dezembro predomina a energia solar fotovoltaica, enquanto nos meses de Maio a Setembro acontece ao contrário, ou seja, a energia eólica predomina sobre a solar fotovoltaica. Nos outros meses,

Março, Abril e Outubro as parcelas de geração elétrica, eólica e solar fotovoltaica, mostram-se parecidas.

A geração de energia com a fonte eólica mostra uma característica mais flutuante em intervalos horários, mas, sua presença, em ausência da fonte Solar, ou seja, no período noturno, é evidente, sendo mais intensa nos meses de Maio até Novembro.

Figura 35 - Caracterização horária e fatores de correlação de cada mês do Ano 1.

Fonte: Autor

4.3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE A ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE SOLAR-EÓLICA EM DIFERENTES BASES DE TEMPO

O conhecimento da complementaridade entre as fontes em diferentes bases de tempo é importante nas seguintes situações:

Base Mensal: A produção conjunta em bases mensais ao longo do ano nos fornece o fator de capacidade mensal utilizado nas ferramentas de análise nos estudos de planejamento energético e despacho de geração de energia. A potencial complementaridade mensal entre as fontes pode alterar o nível de despacho das fontes no sistema hidrotérmico interligado contribuindo para uma possível redução no despacho de usinas termelétricas e deplecionamento dos reservatórios de usinas hidrelétricas.

Base Semanal: Um detalhamento a nível semanal e por blocos de horas nos permite identificar a contribuição das fontes nos diversos patamares de carga, principalmente nos horários de ponta do sistema permitindo avaliar a contribuição que a geração solar eólica pode dar evitando despachos termelétricos nesses horários.

Base Horária: A produção conjunta em base horária permite analisar o fluxo de potência na rede e verificar de que forma a operação conjunta pode contribuir para reduzir variações de tensão de usinas instaladas especialmente em redes fracas. Também possibilita a eliminação de problemas relacionados a energia reativa e perdas nos condutores bem como a avaliação do nível de carregamento das linhas.

4.4 ANÁLISE DO RISCO FINANCEIRO NO MERCADO DE CURTO PRAZO

Nos estudos efetuados até o momento, procurou-se realizar uma análise da complementaridade espacial-temporal das fontes eólica e solar, dimensionando as mesmas, quando se considera o orçamento como restrição e algumas regras heurísticas adicionais (maximização da energia produzida por exemplo). Foi possível mostrar a complementaridade entre as fontes, dimensionando-as utilizando como função objetivo a igualdade da energia produzida por cada fonte no horizonte de análise. As melhores carteiras foram escolhidas usando como critério de seleção as que apresentaram o menor desvio padrão da energia produzida, ou seja, as que apresentaram uma geração mensal de energia (média dos 10 anos) menos intermitente.

Esta seção tem o objetivo de avaliar os potenciais benefícios financeiros da complementaridade energética entre as fontes solar-eólica no contexto das novas regras de mercado de venda de energia elétrica. Em outras palavras, busca-se avaliar a melhor estratégia de atuação no mercado que possibilite menor risco financeiro possível simulando portfólios de usinas compostos de fonte solar fotovoltaica e eólica.

As simulações consideram cada planta geradora comercializando sua garantia física de forma independente e de forma conjunta, de tal forma a identificar os potenciais benefícios econômicos traduzidos em maximização de receita levando em conta as seguintes métricas de risco: valor em risco (VaR) e valor em risco condicionado (CVaR).

Em linhas gerais, a decisão de quanto um agente gerador pode-se beneficiar da realização de investimentos em uma carteira de projetos composta por diferentes fontes geradoras depende:

- Da sinergia entre as fontes, ou seja, do grau de correlação que possa existir entre a produção energética das fontes.
- Potência a ser instalada de cada fonte (dimensionamento).

- Quanto o despacho dessa fonte impacta o preço de liquidação de diferença (PLD) e o quanto o comportamento do PLD afeta o acionamento econômico da planta.
- Da amplitude das flutuações do PLD em torno do valor médio de longo prazo função das hidrologias consideradas.
- Do custo variável da fonte geradora e restrições operativas das fontes.

Ressalta-se que nas simulações, considerando os tipos de fontes avaliadas (não-despacháveis), as seguintes premissas foram adotadas:

- Custo variável igual a zero.
- Nenhuma restrição de FC mínimo e máximo.
- A série de PLD usada não está afetada pelo acionamento destas plantas.

Ressalta-se que a sinergia entre as fontes, bem como a potência instalada, foram objeto de análise nas seções anteriores e serão avaliadas nesta seção sob o ponto de vista financeiro.

Para apresentar os potenciais benefícios econômicos e comerciais da formação de carteiras compostas por fontes solar fotovoltaica e eólica, foram realizadas quatro simulações considerando os três locais.

As três primeiras simulações têm o objetivo de mostrar que nem sempre a melhor complementaridade energética resulta em melhor receita e menor risco, ou seja em um hedge econômico. Nestas três primeiras simulações as fontes possuem a mesma capacidade instalada.

Uma simulação 4 foi realizada com o objetivo de avaliar, partindo de um único orçamento, se há vantagem econômica em, ao invés de investir todo o orçamento em uma planta solar fotovoltaica, investir uma parte em solar fotovoltaica e outra em eólica com o intuito de melhorar o fator de capacidade da planta solar fotovoltaica. Ou seja, dado que se deseja investir em planta solar fotovoltaica, que vantagens financeiras pode se obter agregando a esta uma quantidade de turbinas eólicas formando um portfólio com produção de energia menos intermitente.

São as seguintes simulações:

- Simulação 1 – Local 1 – 1 (Solar e eólica do local 1)
- Simulação 2 – Local 2 – 2 (Solar e eólica do local 2)
- Simulação 3 – Local 3 – 1 (Eólica 3 com solar 1); Local 3-2 (Eólica 3 com solar 2); Local 3-3 (Eólica 3 com solar 3).
- Simulação 4–Local 2-2: simulação 4.1 – Orçamento total atribuído à fonte solar; simulação 4.2 – orçamento dividido entre as fontes na busca de uma solução com produção de energia mais regular.

4.4.1 DADOS DE ENTRADA DAS SIMULAÇÕES

4.4.1.1 Fatores de capacidade dos locais - Fontes Simuladas

Nas simulações realizadas, utiliza-se como dados de entrada da ferramenta “**mitigação de risco de mercado de empreendimentos de geração sazonal de energia**”, os fatores de capacidade mensais dos três locais, considerando a série de dez anos, calculados.

A tabela 28 apresenta os fatores de capacidade da fonte solar fotovoltaica do local 1 dimensionado com o ângulo de inclinação dos módulos de acordo com a latitude do local.

Tabela 28 - Fator de capacidade mensal da fonte solar do local 1

Fator de Capacidade - Sistema Solar Fotovoltaico - Local 1												
Ano	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
1	21,17%	21,05%	17,69%	12,79%	12,58%	8,27%	13,01%	13,15%	10,92%	14,43%	15,35%	16,26%
2	15,13%	9,50%	16,68%	14,16%	11,29%	9,08%	11,65%	8,16%	12,74%	16,36%	16,29%	17,58%
3	16,44%	18,24%	17,33%	12,65%	9,69%	13,78%	7,90%	11,79%	15,11%	15,22%	15,78%	18,72%
4	14,28%	6,87%	17,93%	13,22%	13,35%	11,91%	9,05%	9,56%	11,12%	14,29%	18,71%	18,33%
5	10,58%	21,34%	18,13%	13,41%	12,21%	12,94%	9,52%	12,02%	12,32%	16,86%	17,37%	18,16%
6	21,16%	21,10%	16,46%	13,76%	10,43%	11,74%	12,47%	12,37%	13,03%	13,60%	17,21%	16,54%
7	7,78%	14,76%	18,59%	13,51%	12,57%	11,33%	12,16%	13,33%	13,59%	15,82%	17,17%	18,14%
8	21,15%	21,27%	17,29%	15,37%	11,53%	12,77%	9,31%	12,64%	12,98%	14,94%	18,48%	17,44%
9	9,48%	21,12%	15,95%	12,42%	13,49%	11,88%	10,30%	12,90%	13,46%	14,55%	16,92%	16,32%
10	5,52%	13,26%	16,01%	13,94%	13,31%	10,43%	11,41%	13,02%	13,85%	14,46%	14,25%	14,70%

A tabela 29 apresenta os fatores de capacidade da fonte eólica do local 1.

Tabela 29 - Fator de capacidade mensal da fonte eólica do local 1

Fator de Capacidade - Sistema Eólico - Local 1												
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
1	29,35%	36,47%	37,88%	25,72%	26,58%	25,58%	26,70%	13,91%	27,43%	30,44%	35,01%	26,92%
2	34,74%	30,58%	26,58%	22,85%	19,26%	17,54%	25,99%	21,59%	44,15%	43,35%	31,94%	29,17%
3	34,94%	30,52%	35,54%	30,44%	16,67%	14,66%	20,51%	28,06%	24,81%	32,65%	41,65%	36,75%
4	29,67%	26,96%	30,64%	25,32%	26,46%	17,22%	21,71%	23,23%	33,13%	36,10%	31,94%	45,54%
5	37,74%	29,62%	28,95%	28,98%	26,64%	13,85%	31,64%	30,68%	29,82%	32,60%	39,36%	42,99%
6	37,10%	34,33%	35,91%	21,28%	21,48%	20,66%	22,16%	28,27%	42,43%	26,13%	30,10%	30,65%
7	24,13%	22,97%	28,52%	26,77%	18,09%	16,33%	28,23%	26,61%	30,11%	37,62%	44,47%	37,71%
8	31,31%	38,44%	25,84%	23,74%	23,90%	14,13%	24,79%	29,17%	34,58%	34,05%	30,87%	23,73%
9	35,76%	34,30%	21,38%	18,98%	19,28%	25,62%	18,07%	25,92%	34,92%	36,21%	47,68%	28,19%
10	37,37%	28,03%	27,96%	15,17%	22,52%	19,46%	26,27%	26,42%	34,86%	28,27%	40,64%	41,13%

A tabela 30 apresenta os fatores de capacidade do sistema fotovoltaico do local 2 dimensionado com o ângulo de inclinação dos módulos de acordo com a latitude do local. Ressalta-se que o local 2 é o que apresenta melhor potencial solar.

Tabela 30 - Fator de capacidade mensal da fonte solar do local 2

Fator de Capacidade - Sistema Solar Fotovoltaico - Local 2												
Ano	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
1	16,24%	16,46%	18,09%	14,98%	14,33%	13,19%	15,74%	17,33%	15,92%	17,74%	15,97%	14,08%
2	12,92%	17,77%	16,45%	16,61%	14,36%	14,60%	14,20%	11,24%	16,20%	18,87%	17,32%	14,85%
3	14,61%	18,97%	17,88%	14,53%	11,73%	17,73%	11,75%	16,02%	19,28%	16,56%	14,73%	17,28%
4	16,99%	16,29%	18,60%	15,63%	15,04%	16,44%	12,87%	13,49%	14,83%	16,48%	18,65%	16,71%
5	14,73%	14,81%	17,48%	13,15%	12,57%	16,37%	11,89%	14,66%	16,77%	18,89%	18,44%	16,49%
6	17,60%	16,89%	16,86%	14,73%	11,11%	16,57%	15,52%	16,20%	17,76%	16,07%	17,97%	15,38%
7	16,88%	16,94%	17,91%	15,59%	14,20%	15,55%	14,98%	17,08%	18,58%	18,70%	17,35%	16,29%
8	17,90%	17,58%	16,33%	16,24%	12,34%	17,42%	13,38%	15,37%	16,80%	18,19%	19,88%	15,80%
9	17,91%	19,18%	15,37%	13,68%	15,57%	16,26%	14,16%	16,57%	17,78%	16,92%	18,35%	14,86%
10	12,77%	18,29%	15,60%	15,19%	14,23%	14,89%	14,12%	16,69%	18,51%	16,90%	14,43%	13,40%

A tabela 31 apresenta os fatores de capacidade da fonte eólica do local 2. Esse local, dentre os três, é o que apresenta o menor potencial eólico.

Tabela 31 - Fator de capacidade mensal da fonte eólica do local 2

Fator de Capacidade - Sistema Eólico - Local 2												
Ano	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
1	15,59%	20,30%	19,08%	23,31%	24,52%	32,47%	30,26%	33,14%	37,21%	27,65%	19,66%	14,12%
2	25,59%	17,90%	18,53%	26,96%	15,64%	32,82%	31,30%	42,08%	30,52%	27,58%	21,25%	24,68%
3	17,85%	19,08%	23,84%	22,46%	25,23%	32,80%	27,06%	34,89%	25,66%	30,43%	26,62%	18,11%
4	14,40%	25,59%	20,53%	20,16%	24,96%	28,87%	38,23%	30,86%	33,89%	34,93%	29,21%	23,35%
5	17,89%	19,23%	20,96%	25,42%	24,74%	34,87%	35,64%	31,89%	38,76%	28,83%	26,25%	20,00%
6	18,88%	19,33%	16,51%	25,47%	29,87%	33,55%	40,33%	36,67%	31,44%	30,97%	23,80%	25,94%
7	31,46%	15,71%	15,01%	21,32%	32,36%	46,85%	34,53%	35,55%	32,41%	28,51%	21,56%	21,52%
8	20,26%	22,46%	26,95%	22,57%	30,92%	37,58%	35,92%	50,93%	44,73%	33,82%	28,37%	25,41%
9	21,24%	20,04%	18,91%	20,49%	29,04%	36,78%	41,69%	38,68%	34,22%	39,66%	24,05%	21,78%
10	21,02%	23,71%	13,62%	19,49%	28,51%	29,96%	30,75%	35,07%	28,02%	19,44%	24,47%	20,78%

A tabela 32 apresenta os fatores de capacidade da fonte solar do local 3, como dito anteriormente, este local encontra-se localizado na latitude Sul de 3°, portanto, o ângulo de inclinação utilizado foi de 10° (valor mínimo recomendado pelo CRESESB).

Tabela 32 - Fator de capacidade mensal da fonte solar do local 3

Fator de Capacidade - Sistema Solar Fotovoltaico - Local 3												
Ano	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
1	15,85%	15,85%	16,00%	14,13%	15,17%	13,61%	17,53%	18,38%	18,39%	18,17%	15,22%	13,04%
2	11,77%	15,68%	15,28%	15,65%	14,41%	16,19%	16,87%	14,46%	16,47%	18,41%	16,92%	13,89%
3	13,07%	17,02%	16,18%	12,99%	11,97%	17,75%	14,59%	16,58%	19,24%	16,07%	14,01%	16,26%
4	14,92%	13,85%	16,58%	14,18%	15,86%	17,28%	14,55%	15,92%	15,34%	16,57%	17,81%	15,91%
5	12,26%	13,59%	15,68%	12,53%	13,97%	17,54%	13,92%	16,43%	17,85%	18,47%	17,66%	15,71%
6	17,23%	15,66%	15,09%	13,43%	11,59%	17,34%	15,99%	16,86%	18,15%	16,12%	17,23%	14,64%
7	14,65%	15,25%	16,14%	14,63%	15,04%	16,83%	16,42%	16,97%	19,07%	18,63%	16,83%	15,44%
8	17,57%	17,65%	14,66%	15,23%	13,16%	17,85%	13,84%	17,02%	17,59%	18,15%	18,41%	14,74%
9	15,29%	18,66%	13,60%	12,54%	16,35%	17,71%	15,34%	17,58%	18,16%	16,74%	17,62%	13,86%
10	10,26%	16,06%	13,64%	14,45%	15,32%	15,83%	15,96%	17,91%	19,06%	16,72%	13,63%	12,35%

A tabela 33 apresenta os fatores de capacidade do sistema eólico do local 3. Este local apresenta melhor produção de energia eólica, alcançando fatores de capacidade maiores do que 70% nos meses de Setembro a Novembro em alguns anos da série.

Tabela 33 - Fator de capacidade mensal da fonte eólica do local 3

Fator de Capacidade - Sistema Eólico - Local 3												
Ano	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
1	32,11%	20,16%	19,94%	15,56%	23,33%	36,04%	28,58%	52,55%	64,55%	66,91%	69,13%	47,21%
2	40,04%	22,79%	24,71%	18,56%	32,21%	25,33%	37,49%	38,99%	64,14%	63,09%	66,89%	64,00%
3	31,26%	40,38%	33,74%	23,10%	30,86%	28,28%	43,60%	45,31%	70,69%	69,77%	67,47%	48,66%
4	43,31%	32,07%	25,31%	23,82%	29,10%	29,97%	33,18%	45,62%	56,55%	70,13%	68,03%	58,30%
5	30,71%	26,20%	35,35%	34,85%	39,17%	37,78%	39,76%	51,78%	60,47%	74,78%	69,32%	60,84%
6	46,77%	43,04%	31,33%	33,95%	28,90%	39,38%	33,37%	52,94%	60,38%	67,71%	63,86%	55,00%
7	57,03%	37,73%	29,54%	14,25%	16,95%	21,23%	30,31%	45,96%	60,34%	65,73%	64,64%	59,99%
8	47,60%	24,81%	29,82%	22,52%	33,41%	30,03%	41,55%	46,00%	50,78%	71,45%	63,19%	61,12%
9	36,86%	40,63%	16,68%	19,21%	20,73%	18,45%	27,82%	43,06%	66,06%	71,01%	65,81%	58,38%
10	51,58%	40,31%	28,51%	15,51%	13,07%	27,88%	43,57%	58,05%	74,52%	73,64%	75,48%	56,97%

4.4.1.2 Cenários de PLD para o horizonte de estudo

A ferramenta utiliza as 2000 séries de PLD retirados da ferramenta Newave, gerados em janeiro de 2011.

4.4.2 CARACTERIZAÇÃO DAS QUATRO DAS SIMULAÇÕES

Nas simulações realizadas foram comparadas situações que consideram:

- O gerador fotovoltaico atuando comercialmente isolado
- O gerador eólico atuando comercialmente isolado
- Os dois agentes atuando comercialmente de forma conjunta (portfólio de plantas de um único agente gerador) de modo a analisar a possível vantagem que a produção sazonal complementar possa oferecer em termos de hedge econômico entre si. Busca-se dessa forma maximizar a receita respeitando as restrições de risco obtendo ganhos em relação à soma das receitas dos agentes quando considerados atuando isoladamente no mercado.
- Todos os contratos são na modalidade “Flat” (um valor constante contratado ao longo do período)
- O preço do contrato bilateral utilizado é de 120,00 R\$/MWh

- A receita de referência (esperada): receita de contratos de longo prazo para contratação de 100% da garantia física.
- Métricas de risco: VaR limite de referência= 90% da receita esperada; CVaR limite de referência = 85% da receita de referência.

O programa simula as fontes, primeiramente de forma isolada, e depois conjuntamente. Para ambos os casos, o modelo de otimização utilizado (solver do Excel) busca o percentual de contratação ótima, ou seja, que maximiza a receita atendendo os critérios de risco.

4.4.3 SIMULAÇÃO 1 - ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE: LOCAL 1

As características do estudo de caso - local 1 - são apresentadas na tabela 34 que se segue:

Tabela 34 - Composição do portfólio - Local 1.

Preço de contrato R\$ 120 MWh - FLAT		
	Usina Eólica	Usina Solar FV
Potência	30 MW	30MWp
FC médio anual	28,99%	14,15%
Garantia Física	8,70 MW	4,25 MW

4.4.3.1 Simulação da fonte eólica operando isoladamente - Local 1

A simulação da fonte eólica operando isoladamente resultou em uma receita no horizonte de 10 anos de R\$ 82.387.070,04 associada a um VaR e CVaR de 95,42% e 89,47%, respectivamente.

A tabela 35 apresenta a receita obtida (% da receita de referência), VaR e CVaR para os diferentes níveis de contratação. Na tabela verifica-se que entre 80 e 90% de nível de contratação atende-se o critério de risco.

Tabela 35 - Receita e métricas de risco para diferentes níveis de contratação - Eólica Local 1.

% Contr	Receita	VaR	CVaR	VaR Lim	CVaR Lim
0%	93%	13%	11%	90%	85%
10%	94%	22%	20%	90%	85%
20%	94%	30%	29%	90%	85%
30%	95%	39%	38%	90%	85%
40%	96%	48%	47%	90%	85%
50%	97%	57%	56%	90%	85%
60%	97%	65%	64%	90%	85%
70%	98%	74%	73%	90%	85%
80%	99%	83%	82%	90%	85%
90%	99%	91%	91%	90%	85%
100%	100%	95%	89%	90%	85%

A figura 36 está associada com a tabela 35. A linha vermelha indica o CVaR limite de referência. A linha verde ilustra o valor de CVaR associado com cada percentagem de contratação. Observa-se que para um nível de contratação de 83,16%, o CVaR calculado alcança o valor limite especificado, ou seja, 85% da receita de referência.

A linha azul representa a receita para cada nível de contratação. A maximização da receita ótima foi obtida contratando 100% da garantia física.

Figura 36 - Simulação da fonte eólica do local 1 operando isoladamente.

4.4.3.2 Simulação da fonte solar operando isoladamente - Local 1

A simulação da fonte solar resultou em uma receita no horizonte de 10 anos de R\$ 40.031.587,65 associado a um VaR e CVaR de 95,78% e 90,64% respectivamente.

A tabela 36 apresenta a receita obtida (% da receita de referência), VaR e CVaR para os diferentes níveis de contratação. Na tabela verifica-se entre 80% e 90% de nível de contratação o CVaR limite é alcançado.

Tabela 36 - Receita e métricas de risco para diferentes níveis de contratação - Solar Local 1.

% Contr	Receita	VaR	CVaR	VaR Lim	CVaR Lim
0%	93%	13%	11%	90%	85%
10%	93%	22%	20%	90%	85%
20%	94%	30%	29%	90%	85%
30%	95%	39%	38%	90%	85%
40%	95%	48%	47%	90%	85%
50%	96%	56%	56%	90%	85%
60%	97%	65%	64%	90%	85%
70%	98%	74%	73%	90%	85%
80%	98%	82%	82%	90%	85%
90%	99%	91%	91%	90%	85%
100%	100%	96%	91%	90%	85%

A figura 37 está associada com a tabela 36. Verifica-se que com 83,20% de nível de contratação, o valor de CVaR limite é atendido para a fonte solar. A maximização da receita foi obtida contratando 100% da garantia física.

Figura 37 - Simulação da fonte solar do local 1 operando isoladamente.

4.4.3.3 Simulação do portfólio das fontes eólica-solar do Local 1

A simulação do portfólio eólico-solar resultou em uma receita conjunta de R\$ 122.418.657,69 com VaR e CVaR de 95,71% e 90,15% respectivamente.

A tabela 37 apresenta a receita obtida, VaR e CVaR para os diferentes níveis de contratação. Na tabela verifica-se que entre 80% e 90% de nível de contratação o CVaR limite é alcançado.

Tabela 37 - Receita e métricas de risco portfólio eólico-solar do Local 1.

% Contr	Receita	VaR	CVaR	VaR Lim	CVaR Lim
0%	93%	13%	11%	90%	85%
10%	94%	22%	20%	90%	85%
20%	94%	30%	29%	90%	85%
30%	95%	39%	38%	90%	85%
40%	96%	48%	47%	90%	85%
50%	96%	56%	56%	90%	85%
60%	97%	65%	64%	90%	85%
70%	98%	74%	73%	90%	85%
80%	99%	83%	82%	90%	85%
90%	99%	91%	91%	90%	85%
100%	100%	96%	90%	90%	85%

A figura 38 está associada com a tabela 37. O CVaR limite é atendido com uma percentagem de contratação de 83,17%, ou seja, a partir deste valor o critério de risco é atendido em todas as percentagens de contratação.

Figura 38 - Simulação do portfólio eólico-solar do local 1.

Fonte: Autor

A tabela 38 apresenta um resumo dos valores da receita e hedge obtidos com as fontes operando isoladas e em portfólio.

Tabela 38 - Resumo dos resultados- Local 1

Usinas	% Contratação Ótima	Receita Anual Ótima		Hedge
		Conjunta	Isolada	
EOL	100,00%	R\$ 82.387.070,04	R\$ 82.387.070,04	R\$ 0,00
SOL	100,00%	R\$ 40.031.587,65	R\$ 40.031.587,65	R\$ 0,00
EOL+SOL	100,00%	R\$ 122.418.657,69	R\$ 122.418.657,69	R\$ 0,00

Quando vendidas isoladamente, as plantas eólica e solar somaram R\$ 122.418.657,69 de receita no período em análise e, vendidas em um mesmo portfólio, obteve-se uma receita de R\$ 122.418.657,69, um valor igual ao primeiro caso, não caracterizando hedge na operação conjunta.

4.4.4 SIMULAÇÃO 2 - ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE: LOCAL 2

As características do estudo de caso – local 2 - são apresentadas na tabela 39 que se segue:

Tabela 39 - Composição de portfólio estudo de caso - Local 2

Preço de contrato R\$ 120 MWh - FLAT		
	Usina Eólica	Usina Solar FV
Potência	30 MW	30MWp
FC médio anual	27,14%	15,97%
Garantia Física	8,17 MW	4,79 MW

4.4.4.1 Simulação da fonte eólica operando isoladamente - Local 2

A simulação da fonte eólica isolada do local 2 resultou em uma receita no horizonte de 10 anos de R\$ 77.956.844,02 associado a um VaR e CVaR de 94,59% e 89,47% respectivamente. A produção de energia eólica do local 2 é inferior a do local 1.

A tabela 40 apresenta a receita obtida, VaR e CVaR para os diferentes níveis de contratação. Na tabela verifica-se que entre 80 e 90% de nível de contratação atende-se o critério de risco.

Tabela 40 - Receita e métricas de risco para diferentes níveis de contratação - Eólica Local 2

% Contr	Receita	VaR	CVaR	VaR Lim	CVaR Lim
0%	94%	13%	11%	90%	85%
10%	95%	22%	20%	90%	85%
20%	96%	30%	29%	90%	85%
30%	96%	39%	38%	90%	85%
40%	97%	48%	47%	90%	85%
50%	98%	56%	56%	90%	85%
60%	98%	65%	64%	90%	85%
70%	99%	74%	73%	90%	85%
80%	100%	82%	82%	90%	85%
90%	101%	91%	90%	90%	85%
100%	101%	95%	89%	90%	85%

A figura 39 está associada com a tabela 40. Observa-se que para um nível de contratação de 83,64% da garantia física, o CVaR calculado alcança o valor limite especificado, ou seja, 85% da receita de referência.

A linha azul representa a receita para cada nível de contratação. A maximização da receita calculada com o uso do “Solver” do Excel foi obtida contratando 100% da garantia física.

Figura 39 - Simulação da fonte eólica do local 2 operando isoladamente.

Fonte: Autor

4.4.4.2 Simulação da fonte solar operando isoladamente - Local 2

A simulação da fonte solar resultou em uma receita no horizonte de 10 anos de R\$ 45.360.412,55 associado a um VaR e CVaR de 98,74% e 97,15% respectivamente. O local 2 apresenta uma produção de energia solar superior ao local 1.

A tabela 41 apresenta a receita obtida, VaR e CVaR para os diferentes níveis de contratação. Na tabela verifica-se que entre 80 e 90% de nível de contratação o CVaR limite é alcançado.

Tabela 41 - Receita e métricas de risco fonte solar do Local 2.

% Contr	Receita	VaR	CVaR	VaR Lim	CVaR Lim
0%	93%	13%	11%	90%	85%
10%	94%	22%	20%	90%	85%
20%	94%	30%	29%	90%	85%
30%	95%	39%	38%	90%	85%
40%	96%	48%	47%	90%	85%
50%	97%	56%	56%	90%	85%
60%	97%	65%	64%	90%	85%
70%	98%	74%	73%	90%	85%
80%	99%	83%	82%	90%	85%
90%	99%	91%	91%	90%	85%
100%	100%	99%	97%	90%	85%

A figura 40 está associada com a tabela 41. Verifica-se que com 83,05 % de nível de contratação, o valor do CVaR limite é atendido para a fonte solar. A maximização da receita foi obtida contratando 100% da garantia física.

Figura 40 - Simulação da fonte solar do local 2 operando isoladamente.

Fonte: Autor

4.4.4.3 Simulação do portfólio das fontes eólica-solar do Local 2

A simulação do portfólio eólico-solar resultou em uma receita conjunta de R\$ 123.317.256,57 com VaR e CVaR de 96,78% e 93,69% respectivamente.

A tabela 42 apresenta a receita obtida, VaR e CVaR para os diferentes níveis de contratação. Na tabela verifica-se que entre 80 e 90% de nível de contratação o CVaR limite é alcançado.

Tabela 42 - Receita e métricas de risco portfólio eólico-solar do Local 2.

% Contr	Receita	VaR	CVaR	VaR Lim	CVaR Lim
0%	94%	13%	11%	90%	85%
10%	94%	22%	20%	90%	85%
20%	95%	30%	29%	90%	85%
30%	96%	39%	38%	90%	85%
40%	97%	48%	47%	90%	85%
50%	97%	57%	56%	90%	85%
60%	98%	65%	65%	90%	85%
70%	99%	74%	73%	90%	85%
80%	99%	83%	82%	90%	85%
90%	100%	91%	91%	90%	85%
100%	101%	97%	94%	90%	85%

A figura 41 está associada com a tabela 42. O CVaR limite é atendido com uma percentagem de contratação da garantia física de 83,10%, ou seja, a partir deste valor o critério de risco é atendido em todas as percentagens de contratação.

Figura 41 - Simulação do portfólio eólico-solar do local 2.

Fonte: Autor

A tabela 43 apresenta um resumo dos valores da receita e hedge obtidos com as fontes operando isoladas e em portfólio.

Tabela 43 - Resumo dos resultados- Local 2

Usinas	% Contratação Ótima	Receita Anual Ótima		Hedge
		Conjunta	Isolada	
EOL	100,00%	R\$ 77.956.844,02	R\$ 77.956.844,02	R\$ 0,00
SOL	100,00%	R\$ 45.360.412,55	R\$ 45.360.412,55	R\$ 0,00
EOL+SOL	100,00%	R\$ 123.317.256,57	R\$ 123.317.256,57	R\$ 0,00

Quando vendidas isoladamente, as plantas eólica e solar somaram R\$ 123.317.256,57 de receita no período em análise e, vendidas em um mesmo portfólio, obteve-se uma receita de R\$ 123.317.256,57, um valor igual ao primeiro caso, não caracterizando hedge na operação conjunta.

4.4.5 SIMULAÇÃO 3 - ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE: LOCAL 3 - Eólica do local 3 com a fonte solar dos três locais.

Uma simulação prévia do local 3 (eólica 3 com solar 3) apresentou, quando operadas conjuntamente (portfólio), um hedge financeiro tendo em vista a característica superior do recurso eólico desse local. Assim sendo, neste estudo de caso (simulação 3) para comparar os diferentes locais, realizou a simulação da fonte eólica do local 3 com a solar dos três locais e realizou-se uma análise comparativa.

As características do estudo de caso – local 3 - são apresentadas na tabela 44.

Tabela 44 - Composição de portfólio estudo de caso - Local 3

Preço de contrato R\$ 120 MWh - FLAT		
	Usina Eólica	Usina Solar FV
Potência	30 MW	30MWp
FC médio anual	43%	15,78%
Garantia Física	13,03 MW	4,73 MW

4.4.5.1 Simulação da fonte eólica operando isoladamente - Local 3

A simulação da fonte eólica isolada do local 3 resultou em uma receita ótima de R\$ 124.628.385,42 associado a um VaR e CVaR de 91,05% e 85,00% respectivamente.

A tabela 45 apresenta a receita obtida, VaR e CVaR para os diferentes níveis de contratação. Na tabela verifica-se que entre 80 e 90% de nível de contratação atende-se o critério de risco.

Tabela 45 - Receita e métricas de risco para diferentes níveis de contratação - Eólica Local 3

% Contr	Receita	VaR	CVaR	VaR Lim	CVaR Lim
0%	94%	13%	11%	90%	85%
10%	95%	22%	20%	90%	85%
20%	96%	31%	29%	90%	85%
30%	97%	39%	38%	90%	85%
40%	97%	48%	47%	90%	85%
50%	98%	57%	56%	90%	85%
60%	99%	65%	64%	90%	85%
70%	99%	74%	73%	90%	85%
80%	100%	82%	82%	90%	85%
90%	101%	90%	87%	90%	85%
100%	102%	90%	79%	90%	85%

A figura 42 mostra que para um nível de contratação de 84,53% da garantia física, o CVaR calculado alcança o valor limite especificado, ou seja, 85% da receita de referencia.

Figura 42 - Simulação da fonte eólica do local 3 operando isoladamente.

Fonte: Autor

4.4.5.2 Simulação da fonte solar operando isoladamente - Local 3

A simulação da fonte solar resultou em uma receita no horizonte de 10 anos de R\$ 44.956.752,95 associado a um VaR e CVaR de 98,55% e 97,05% respectivamente.

A tabela 46 apresenta a receita obtida, VaR e CVaR para diferentes níveis de contratação da Garantia Física. Na tabela verifica-se que entre 80 e 90% de nível de contratação o CVaR limite é alcançado.

Tabela 46 - Receita e métricas de risco fonte solar do Local 3.

% Contr	Receita	VaR	CVaR	VaR Lim	CVaR Lim
0%	93%	13%	11%	90%	85%
10%	94%	22%	20%	90%	85%
20%	95%	30%	29%	90%	85%
30%	95%	39%	38%	90%	85%
40%	96%	48%	47%	90%	85%
50%	97%	57%	56%	90%	85%
60%	98%	65%	65%	90%	85%
70%	98%	74%	73%	90%	85%
80%	99%	83%	82%	90%	85%
90%	100%	91%	91%	90%	85%
100%	100%	99%	97%	90%	85%

A figura 43 está associada com a tabela 46. Verifica-se que com 83,05% de nível de contratação, o valor do CVaR limite é atendido para a fonte solar. A maximização da receita foi obtida contratando 100% da garantia física.

Figura 43 - Simulação da fonte solar do local 3 operando isoladamente.

4.4.5.3 Simulação do portfólio eólico-solar do Local 3

A simulação do portfólio eólico-solar do local 3 resultou em uma receita ótima de R\$ 169.996.762,75 com contratação da garantia física do portfólio de 99,43%, associado a um VaR e CVaR de 92,81% e 85% respectivamente.

A tabela 47 e figura 44 mostram os resultados em função das percentagens de contratação da garantia física.

Tabela 47 - Receita e métricas de risco portfólio eólico-solar do Local 3.

% Contr	Receita	VaR	CVaR	VaR Lim	CVaR Lim
0%	94%	13%	11%	90%	85%
10%	95%	22%	20%	90%	85%
20%	96%	31%	29%	90%	85%
30%	96%	39%	38%	90%	85%
40%	97%	48%	47%	90%	85%
50%	98%	57%	56%	90%	85%
60%	98%	65%	65%	90%	85%
70%	99%	74%	73%	90%	85%
80%	100%	82%	82%	90%	85%
90%	101%	91%	89%	90%	85%
100%	101%	93%	84%	90%	85%

Figura 44 - Simulação do portfólio eólico-solar do local 3.

Fonte: Autor

A tabela 48 apresenta um resumo dos valores da receita e hedge obtidos com as fontes operando isoladas e em portfólio do local 3.

Tabela 48 - Resumo dos resultados- Local 3

Usinas	% Contratação Ótima	Receita Anual Ótima		Hedge
		Conjunta	Isolada	
EOL	94,53%	R\$ 124.628.385,42	R\$ 124.628.385,42	R\$ 0,00
SOL	100,00%	R\$ 44.956.752,95	R\$ 44.956.752,95	R\$ 0,00
EOL+SOL	99,43%	R\$ 169.996.762,75	R\$ 169.585.138,37	R\$ 411.624,38

Quando operando isoladas as plantas eólica e solar somaram R\$ 169.585.138,37 de receita no período de 10 anos. Quando vendidas em conjunto em um mesmo portfólio obteve-se uma receita de R\$ 169.996.762,75. Esta diferença se configura em um hedge de R\$ 411.624,38. O nível de contratação ótima do portfólio foi de 99,43%.

Neste caso (Local 3), a percentagem de contratação de garantia física da fonte eólica é inferior ao das fontes eólicas do local 1 e 2. Devido a esta característica realizou-se simulações da fonte eólica com a solar do local 1 e 2.

A tabela 49 mostra os resultados da complementaridade da fonte eólica do local 3 com a fonte solar do local 1.

Tabela 49 - Resumo dos resultados eólica local 3 - solar local 1

Usinas	% Contratação Ótima	Receita Anual Ótima		Hedge
		Conjunta	Isolada	
EOL	94,53%	R\$ 124.628.385,42	R\$ 124.628.385,42	R\$ 0,00
SOL	100,00%	R\$ 40.031.587,65	R\$ 40.031.587,65	R\$ 0,00
EOL+SOL	99,02%	R\$ 165.026.157,06	R\$ 164.659.973,07	R\$ 366,183.99

A contratação ótima da garantia física do portfólio é de 99,02% com uma receita de R\$ 165.026.157,06. O hedge obtido é de R\$ 366.183,99.

Quando comparado com o portfólio calculado anteriormente da fonte eólica do local 3 e a fonte solar do local 3 o hedge econômico é menor, pelo fato que a produção de energia solar no local 1 é menor do que a produção do local 3.

A tabela 50 mostra os resultados da análise da complementaridade da fonte eólica do local 3 com a fontes solar do local 2.

Tabela 50 - Resumo dos resultados eólica local 3 - solar local 2

Usinas	% Contratação Ótima	Receita Anual Ótima		Hedge
		Conjunta	Isolada	
EOL	94,53%	R\$ 124.628.385,42	R\$ 124.628.385,42	R\$ 0,00
SOL	100,00%	R\$ 45.360.412,55	R\$ 45.360.412,55	R\$ 0,00
EOL+SOL	99,60%	R\$ 170.420.992,91	R\$ 169.988.797,97	R\$ 432.194,94

A percentagem ótima de contratação é de 99,60% com uma receita do portfólio de R\$ 170.420.992,91, enquanto a soma das receitas das fontes operando isoladamente é de R\$ 169.988.797,97. Portanto o hedge neste caso é de R\$ 432.194,94.

Verifica-se que o hedge neste caso é maior, quando comparado com aos outros casos pois trata-se de um portfólio formado entre a melhor fonte eólica (local 3) e a melhor fonte solar (local 2).

4.4.6 SIMULAÇÃO 4 - ANÁLISE FINANCEIRA DA COMPLEMENTAÇÃO DE UMA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA COM UMA PLANTA EÓLICA.

A simulação 4 foi realizada com o objetivo de avaliar, partindo de um único orçamento, se há vantagem econômica em, ao invés de investir todo o orçamento em uma planta solar fotovoltaica, investir uma parte em solar fotovoltaica e outra em eólica com o intuito de melhorar o fator de capacidade da planta solar fotovoltaica. Ou seja, dado se deseja investir em planta solar fotovoltaica, que vantagens financeiras pode se obter agregando a esta uma quantidade de turbinas eólicas formando um portfólio com produção de energia menos intermitente.

Para esta simulação escolheu-se o local 2 (eólica e solar) como estudo de caso por este local (Petrolina) apresentar o melhor potencial solar dentre os três avaliados.

Para este estudo adotou-se duas simulações:

- Na primeira simulação considera-se a fonte solar fotovoltaica do local 2 dimensionado com um orçamento R\$ 500.000.000 (premissa e resultados da tabela 21 e 22).

- Na segunda simulação considera-se o sistema complementar formado por 19 turbinas e 172.321 módulos solares fotovoltaicos, também dimensionado com o mesmo valor do orçamento (R\$ 500.000.000).
- O orçamento atribuído e o dimensionamento resultante das duas simulações foram retirados da simulação 2 da seção 4.2, simulação esta que teve como objetivo minimizar a diferença entre as energias produzidas por cada fonte usando como critério de seleção da carteira que apresentasse o menor desvio padrão da geração mensal no período de 10 anos.

Os fatores de capacidade do local 2 estão nas tabelas 30 e 31, e correspondem respectivamente a fonte solar fotovoltaica operando de forma independente e complementada pela fonte eólica.

A tabela 51 mostra as premissas da simulação no mercado de curto prazo.

Tabela 51 - Fator de capacidade mensal da fonte solar do local 2

Preço de contrato R\$ 120 MWh - FLAT			
	Sistema Solar	Portfólio	
	Usina Solar FV	Usina Eólica	Usina Solar FV
Orçamento	R\$ 500.000.000	R\$ 114.000.000	R\$ 385.999.040
Potência	62,5 MWp	28,5 MW	48,5 MWp
FC médio anual	16%	20,12%	
Garantia Física	9,98 MWm	15,4 MWm	

A fonte solar fotovoltaica, operando de forma independente, tem uma potência instalada de 62,5 MWp. Operando de forma complementar com a fonte eólica, com o mesmo orçamento, a solar fotovoltaica foi dimensionada com uma potência instalada de 48,5 MWp e a eólica foi atribuída uma potência instalada de 28,5 MW. Verifica-se que a planta solar fotovoltaica possui um fator de capacidade de 16% no local 2. Operando em conjunto com a eólica, o fator de capacidade do portfólio atinge 20,12%.

A tabela 52 mostra os resultados da simulação do sistema solar fotovoltaico operando isoladamente no mercado elétrico, atendendo os critérios de risco e a maximização da receita em contratação de 100% da energia gerada.

Tabela 52 - Receita e risco da simulação 4 - fonte solar do local 2

Sistema Solar Fotovoltaico		
Receita (10 anos)	R\$ 94.500.184,08	100,07%
VaR (R\$/Ano)	R\$ 10.379.920,86	98,74%
CVaR (R\$/Ano)	R\$ 10.212.157,09	97,15%

A tabela 53 mostra os resultados do sistema complementar com contratação de 100% no mercado de energia elétrica.

Tabela 53 - Receita e risco da simulação 4 - fonte eólica-solar do local 2

Portfólio Solar Fotovoltaico - Eólico		
Receita (10 anos)	R\$ 147.391.144,66	100,95%
VaR (R\$/Ano)	R\$ 15.847.307,09	97,89%
CVaR (R\$/Ano)	R\$ 15.484.117,93	95,65%

Considerando um mesmo orçamento, uma melhor receita é obtida ao considerar um sistema complementar (portfólio), ou seja, os resultados sugerem que complementar uma usina fotovoltaica com fonte eólica, não só melhora o fator de capacidade da usina solar como tem o potencial de produzir melhores receitas ao investidor. Uma investigação mais apurada, considerando uma abrangência maior de locais, pode fornecer bons resultados ao considerarmos carteiras formadas por sistemas híbridos conectados à rede elétrica.

Porém, os custos de implantação e a baixa eficiência de produção solar fotovoltaica, quando comparada com outras tecnologias, ainda são o maior entrave da inserção da fonte solar no sistema elétrico nacional, conforme mostrado nos resultados da tabela 20, simulação 1 da Seção 4.2.1, onde todo o orçamento foi atribuído à fonte eólica.

5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Este capítulo discute os principais resultados encontrados, as considerações finais e a perspectiva de utilização desta tese como base para futuras pesquisas.

CONCLUSÕES

Nos últimos anos, as fontes de energia eólica e solar fotovoltaica têm apresentado um crescimento expressivo na expansão dos sistemas elétricos de vários países, resultado direto da diminuição dos custos de fabricação e os avanços no desenvolvimento das tecnologias. Os mecanismos governamentais de incentivos são também um fator importante na inserção dessas fontes nas matrizes energéticas mundiais. Porém, ainda há incertezas associadas ao desempenho e disponibilidade dessas fontes de energia.

No Brasil, investimentos em energia eólica tiveram um impulso considerável a partir do ano de 2009, quando o Setor implantou o sistema de leilões de energia elétrica. As perspectivas são boas para a geração eólica e espera-se que a sua participação na matriz elétrica atinja valor próximos à 8% até 2020 (ABEEÓLICA, 2014).

A energia solar fotovoltaica apresenta custos ainda elevados e sua participação em maior escala no sistema elétrico ainda demanda maiores incentivos governamentais.

Estes dois tipos de fontes geradoras de energia, apresentam características sazonais interessantes, apresentando um certo nível de complementaridade, e que podem em um futuro não muito distante ser explorado para complementar a geração de origem hidráulica, e contribuir para diminuir o despacho das usinas termelétricas no SIN.

Esta tese objetivou analisar a complementaridade das fontes eólica e solar, e aplicá-la ao estudo da caracterização temporal-espacial, bem como ao dimensionamento de sistemas conectados na rede elétrica. Para realização deste estudo foram usadas séries temporais de 10 anos de dados de velocidade de vento, radiação solar e temperatura de três regiões do Brasil.

A diferença deste trabalho, quando comparado com trabalhos existentes na literatura que abordam a complementaridade eólica e solar, encontra-se na consideração dos custos de implantação, que por sua vez, permite a análise técnica-econômica comparativa de ambas as fontes e a análise financeira e de risco no mercado de curto prazo, que são aspectos relevantes para este tipo de empreendimentos e que foram desconsiderados em estudos realizados e apontados na revisão bibliográfica.

Na simulação 1, “dimensionamento de sistemas complementares”, foram simuladas as séries de velocidade de vento, irradiância solar e temperatura em um modelo de estimativa de produção de energia, buscando a **maximização de energia e menor variabilidade**. No entanto, os custos de investimento e a baixa produção da fonte solar, ainda inviabilizam sua inserção em um portfólio, sendo que, os resultados selecionam como melhor opção de geração de energia elétrica à fonte eólica somente.

Assim sendo, para fins de análise da complementaridade, foi necessário realizar uma segunda simulação (simulação 2) considerando a **minimização da diferença na produção de energia** como função de avaliação, obtendo um sistema complementar que permite observar e demonstrar a existência da sinergia natural entre ambas as fontes, tanto espacial quanto temporalmente.

O resultado obtido mostrou que a potência instalada da fonte solar fotovoltaica para gerar a mesma quantidade de energia gerada pela fonte eólica, tem uma relação de aproximadamente o dobro, resultando em custos elevados, três a quatro vezes maior que o da fonte eólica, devido os custos de investimento praticados no Brasil atualmente. Evidencia-se assim a dificuldade para que esta fonte se torne competitiva no curto prazo.

Na simulação 3, através da análise de sensibilidade dos custos de implantação da fonte solar fotovoltaica, avalia-se sua inserção dentro de um portfólio com a função objetivo da simulação 1, **maximização da energia e minimização da variabilidade**, comprovando por simulações que o valor do custo para que a energia solar fotovoltaica possa ser considerada na formação de um portfólio eólico-solar é de 2,3 a 3 R\$/Wp. No entanto, esses resultados, foram obtidos para um local com uma boa característica de geração de energia solar, podendo variar em função do recurso solar do local avaliado.

Analisando os fatores de capacidade (FC), a constituição de uma carteira formada por ambas as fontes, em função da complementaridade entre elas, aumenta o FC do sistema solar fotovoltaico resultado da contribuição da fonte eólica, que, além desta gerar energia em quase todas as horas do dia, gera energia no período noturno, período em que a geração solar é nula. As três primeiras simulações do capítulo 4 mostram estes resultados.

A complementaridade entre fontes pode ser usada como mecanismo de proteção entre agentes de mercado, levando em conta a sinergia existente entre ambas as fontes para obter uma independência relativa à volatilidade nos preços de mercado de curto prazo, sem comprometer a receita esperada e dentro de valores de risco aceitáveis.

A formação de parcerias entre agentes de mercado de energia elétrica, compondo portfólios de geração com fontes renováveis, tem-se constituído um mecanismo de proteção cada vez mais presente no mercado de energia elétrica, representando uma vantagem econômica.

Para avaliar o impacto da complementaridade nas receitas obtidas com a venda da energia no mercado de curto prazo, foram realizadas quatro simulações. As três primeiras tiveram como objetivo avaliar o hedge energético entre as fontes instaladas na mesma região. As duas primeiras regiões não apresentaram benefícios com a formação de carteiras. A terceira região mostrou que a fonte eólica apresenta um hedge energético quando combinada com a fonte solar das três regiões.

Na simulação 3, correspondente ao local 3, a usina eólica operando isoladamente atende os critérios de risco, obtendo-se um valor de 94,53% de contratação ótima da garantia física, representando em um “hedge” econômico. Em função deste resultado, foram realizadas outras duas simulações combinando a fonte eólica do local 3 com a fonte solar dos locais em análise, resultando em benefícios econômicos diferentes para os três locais, obtendo-se o melhor “hedge”, como era de se esperar, da combinação da fonte eólica do local 3 e a fonte solar do local 2, correspondentes aos locais com melhor potencial eólico e solar respectivamente, e com uma percentagem ótima de contratação de 99,60% da garantia física e um hedge de R\$ 432.194,94. O segundo melhor “hedge” resulta da combinação da fonte

eólica do local 3 com a fonte solar do local 3 com uma percentagem de contratação de 99,43% com um benefício econômico de R\$ 411.624,38. Finalmente, resultado da combinação da fonte eólica do local 3 e a fonte solar do local 1, tem-se um “hedge” de R\$ 366.183,99 com uma percentagem de contratação ótima de 99,02% da garantia física. Em todos os casos atende-se os critérios de risco limites.

A simulação comparativa, entre o sistema solar fotovoltaico dimensionado com o valor total de orçamento e a consideração de um sistema complementar, considerando a fonte solar e eólica, dimensionado com o mesmo valor de orçamento, sugere que utilizar energia eólica para complementar a geração fotovoltaica pode trazer benefícios, não só na melhora do fator de capacidade e diminuição da variabilidade da geração de energia, como também na receita obtida pelo investidor, como é comprovado na simulação 4.

Os resultados também sugerem que, é interessante investigar, abrangendo uma maior quantidade de sítios, investimentos em sistemas híbridos, tendo em vista a redução que se pode obter nos custos de implantação devido ao compartilhamento de área e equipamentos.

Em suma, o trabalho teve as seguintes contribuições:

- Caracterização do potencial solar-eólico complementar entre regiões distintas.
- Integração dos modelos econômico e técnico para análise temporal-espacial da complementaridade solar-eólica.
- Aplicação do estudo de complementaridade eólico-solar para avaliação de portfólios compostos por fontes solar-eólica inseridos no Sistema Interligado Nacional.
- Avaliação de receitas e custos de portfólios compostos por fonte solar e eólica no ambiente de contratação do setor elétrico Brasileiro.

SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

A seguir serão citados alguns tópicos para continuidade deste trabalho:

- Realizar o estudo da complementaridade energética solar e eólica abrangendo mais regiões do Brasil.
- Fazer o levantamento de parques eólicos instalados e realizar uma análise econômica e financeira da possibilidade de hibridismo de parques eólicos com fontes solares fotovoltaicas.
- A análise da diminuição de intermitência na geração de energia elétrica considerando além da fonte solar e eólica à fonte hídrica, como é sugerido em (MONFORTI, HULD, *et al.*, 2014). Complementado o estudo com uma análise econômica e financeira.
- Avaliar o impacto de diminuição das oscilações de potência e conseqüente geração de reativos na rede elétrica proporcionado pela composição de duas fontes híbridas, no caso solar-eólica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEÓLICA, A. B. D. E. Associação Brasileira de Energia Eólica, 2014. Disponível em: <<http://www.portalabeeolica.org.br/>>. Acesso em: 22 Janeiro 2014.

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução Normativa Nro 77.** Agência Nacional de Energia Elétrica. [S.l.], p. 4. 2004.

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução normativa 482.** Agência Nacional de Energia Elétrica. [S.l.], p. 4. 2012.

ANEEL, A. N. D. E. E. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 22 Janeiro 2014.

BOROWY, B.; SALAMEH, Z. Methodology for Optimally Sizing the Combination of a Battery Bank and PV Array in a Wind/PV Hybrid System. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 11, n. 2, p. 367-375, Junho 1996.

BRACIANI, U. **Estrutura de Custos para Implantação de Usinas de Geração de Energia Elétrica no Brasil.** Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2011.

BREALEY, R. A.; MYERS, S. C. **Principles of Corporate Finance.** 7. ed. New York: McGraw-Hill, 2003.

CAVALCANTI, M. A. P. **Algoritmos Genéticos: Princípios e aplicações.** Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 1999.

CELIK, A. N. Energy output estimation for small-scale wind power generators using Weibull representative wind data. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, n. 91, p. 693 - 700, 2003.

CHANG, T. J.; TU, Y. L. Evaluation of monthly capacity factor of WECS using chronological and probabilistic wind speed data: A case study of Taiwan. **Renewable Energy**, n. 32, p. 1999 - 2010, 2007.

COPEL. **Manual de Avaliação Técnico-Econômica de Empreendimentos Eólico-Elétricos**. Curitiba: LACTEC, v. II, 2007.

CRESESB. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito, 2002. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/index.php?task=livro&cid=1>>. Acesso em: Agosto 2012.

CUSTÓDIO, R. D. S. **Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica**. Primeira. ed. Rio de Janeiro: Centrais Elétricas Brasileiras S.A., v. I, 2009.

DAOO, V. J. et al. Assessment of wind energy potential of Trombay, Mumbai, India. **Energy Convers**, v. 39, n. 13, p. 1351 - 1356, 1998.

DE MIGUEL, A. et al. Diffuse Solar Irradiation model evaluation in the North Mediterranean belt area. **Solar Energy**, v. 70, n. 2, p. 143-153, 2001.

DENTCHEVA, D.; RUSZCZYNSKI, A. **Portfolio Optimization with Stochastic Dominance Constraints**. Rutgers University. Piscataway New Jersey, p. 24. 2003.

DESHMUKH, M. K.; DESHMUCK, S. S. Modeling of hybrid renewable energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Systems**, n. 12, p. 235 - 249, 2008.

DIAF, S. et al. Design and techno-economical optimization for hybrid PV/wind system under various meteorological conditions. **Applied Energy**, n. 85, p. 968-987, April 2008.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. M. **Solar Engineering of Thermal Processes**. Second. ed. New York: John Wiley and Sons INC., 1991.

EPE. **Nota Técnica EPE, Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Energética Brasileira**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 64. 2012.

EPE, E. D. P. E. **Demanda de Energia Elétrica 2020**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 3. 2012.

ERBS, D. G.; KLEIN, S. A.; DUFFIE, J. A. Estimation of the diffuse radiation fraction on hourly, daily and monthly average global radiation. **Solar Energy**, v. 28, n. 4, p. 293-302, 1982.

EVANS, D. L. Simplified method for predicting photovoltaic array output. **Solar Energy**, v. 27, n. 6, p. 555 -560, 1981.

FADIGAS, E. A. **Energia Eólica**. Barueri: Manole Ltda., 2011.

GDE. **Planning and Installing Photovoltaic Systems**: A guide for installers, architects and engineers. 2. ed. Sterling: Earthscan, v. I, 2007.

GONÇALVES, C. J.; DE OLIVEIRA, E.; BARRA, J. A. **Seleção de carteiras através do modelo de Marcowitz para pequenos investidores**. IX Simpep. Bauru - São Paulo: [s.n.]. 2002.

HAUPT, R. L.; HAUPT, S. E. **Practical Genetic Algorithms**. 2da. ed. New Jersey: John Wiley & Sons, 2004.

HEIDE, D. et al. Seasonal optimal mix of wind and solar power in future, highly renewable Europe. **Renewable Energy**, v. 30, p. 7, March 2010.

HOICKA, C.; ROWLANDS, I. Solar and Wind resource complementarity: Advancing options for renewable electricity integration in Ontario, Canada. **Renewable Energy**, Ontario, n. 36, p. 97-107, 2011.

IEA, I. E. A. **Clean Energy Progress Report**. International Energy Agency. Paris , p. 72. 2011.

IEC, I. E. C. **Power performance measurements of electricity producing wind turbines**. International Electrotechnical Commission. Suíça, p. 90. 2005.

JADHAV, D. Parametric and non-parametric estimation for value-at-risk. **The Journal of Risk Model Validation**, India, v. III, n. 1, p. 51-71, 2009.

JAMIL, M.; PARSA, S.; MAJIDI, M. Wind power statistics and an evaluation of wind energy density. **Renewable energy** , v. 6, n. 516, p. 623 - 628, 1995.

KALDELLIS, J. K.; KAVADIAS, K. A. Cost-benefit analysis of remote hybrid wind-diesel power stations: Case study Aegean Sea islands. **Energy Policy**, n. 35, p. 1525-1538, Junho 2006.

KARATEPE, E.; BOZTEPE, M.; ÇOLAK, M. Development of a suitable model for characterizing photovoltaic arrays with shaded solar cells. **Solar Energy**, n. 81, p. 977 - 992, 2007.

KELLOGG, W. et al. Generation Unit Sizing and Cost Analysis for Stand-Alone Wind, Photovoltaic, and Hybrid Wind/PV Systems. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 13, n. 1, p. 70-75, March 1998.

KOUTROULIS, E. et al. Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms. **Solar Energy**, v. 80, p. 1072-1088, December 2005.

KRAUTER, S. **Solar Electric Power Generation Photovoltaic Energy Systems**. I. ed. Nova Zelanda: Springer, 2006.

LABOURET, A.; VILLOZ, M. **Solar Photovoltaic Energy**. IV. ed. Londres: CPI Antony Rowe, v. I, 2010.

LABOURET, A.; VILLOZ, M. **Solar Photovoltaic Energy**. 4. ed. Londres: IET, v. I, 2010.

LEITWIND. LEITWIND TURBINES, 2011. Disponível em: <<http://www.leitwind.com/>>. Acesso em: Agosto 2012.

LIMA, W. S. **Criação de Valor na Avaliação de Projetos Termelétricos sob condições de Risco no Mercado Brasileiro de Energia Elétrica**. Tese de Doutorado, POLI/USP. São Paulo, Brasil. 2002.

LORENZO, E. **Electricidad Solar Ingenieria de los Sistemas Fotovoltaicos**. Primera. ed. Sevilla: Promotora General de Estudios, v. I, 1994.

MANWELL, J. F. et al. **Hybrid2 - A Hybrid System Simulation Model Theory Manual**. National Renewable Energy Laboratory. [S.l.], p. 293. 2006.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind Energy Explained: Theory, Design and Application**. 1. ed. Chichester: John Wiley & Sons Ltd, 2004.

MARINHO, M.; AQUINO, R. Oferta de Energia através da complementaridade sazonal hídrica-eólica. **Artigos Técnicos**, Pernambuco, p. 36-41, 2009.

MARKOWITZ, H. Portfolio Selection. **The Journal of Finance**, v. 7, n. 1, p. 77 - 91, Março 1952.

MARKVART, T. Sizing of Hybrid Photovoltaic - Wind Energy Systems. **Solar Energy**, Great Britain, v. 57, n. 4, p. 277-281, 1996.

MATTEI, M. et al. Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance. **Renewable Energy**, n. 31, p. 553 - 567, 2006.

MATTUELLA, J. **Fontes Energéticas Sustentáveis: um estudo sobre a viabilidade do aproveitamento da energia eólica em três localidades no RS**. Dissertação de Mestrado. Porto Alegre, p. 80. 2005.

METEONORM. Meteonorm, 2014. Disponível em: <<http://meteonorm.com/>>. Acesso em: 24 Junho 2013.

MICHAUD, R. O. **Efficient Asset Management**. 2. ed. New York: Oxford University Press, v. I, 2008.

MONFORTI, F. et al. Assessing complementarity of wind and solar resources for energy production in Italy. A Monte Carlo Approach. **Renewable Energy**, v. 63, p. 576-586, October 2014.

MORETTIN, P. A. **Econometria Financeira um curso em séries temporais financeiras**. Primeira. ed. São Paulo: Blucher, v. I, 2008.

NEVES, L. O Sol Nasce em Pernambuco. **Brasil Energia**, n. 399, p. 15-18, fev. 2014.

NOAA, N. O. A. A. A. National Oceanic and Atmospheric Administration, 2014. Disponível em: <<http://www.noaa.gov/>>. Acesso em: 1 jun. 2013.

NORGARD, P. et al. **Fluctuations and predictability of wind and hydropower**. RISO National Laboratory. Dinamarca, p. 71. 2004.

NOTTON, G. Hybrid wind-photovoltaic energy systems. In: _____ **Stand-alone and hybrid wind energy systems**. Cambridge: Woodhead publishing limited, 2010. Cap. 7, p. 216-253.

NOTTON, G.; LAZAROV, V.; STOYANOV, L. **Study of small scale wind turbine productivity according to wind speed distributions and power curves**. Proceeding of World Renewable Energy Congress X. Glasgow, Scotland: [s.n.]. 2008. p. 2259 - 2264.

ORTÍZ, E.; FADIGAS, E. Jerarquización de áreas para proyectos eólicos mediante análisis de correlación secuencial combinatoria hídrica-eólica. **Energia Solar Perú**, 2011. Disponível em: <http://guzlop-editoras.com/web_des/enre/M/pld0238.pdf>. Acesso em: 20 Junho 2012.

PATEL, M. R. **Wind and solar power systems**. Estados Unidos: CRC Press, 1999.

POLIZEL, L. H. **Metodologia para Prospecção e Avaliação de Pré-Viabilidade Expedita de Geração Distribuída GD - Caso Eólico e Hidráulico**. São Paulo: Universidade de São Paulo, 2007.

RAMOS, D. et al. **Metodologia e Ferramental de Apoio à Decisão Empresarial para implantação de empreendimentos de geração sazonal de Energia, contemplando mitigação de riscos de mercado e análise de Portfólio**. Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 140. 2011.

RAMOS, D. S. . G. E. . W. L. T. Using the seasonal diversity between renewable energy sources to mitigate the effects of wind generation uncertainties. **IEEE**, 2012.

REKIOUA, D.; MATAGNE, E. **Optimization of Photovoltaic Power Systems: Modelization, Simulation and Control**. Primeira. ed. London: Springer, v. I, 2012.

REN, R. 2. **Renewables 2011 Global Status Report**. Renewable Energy Policy Network. Paris, p. 116. 2011.

SALLES, A. C. N. D. **Metodologias de Análise de Risco para Avaliação Financeira de Projetos de Geração Eólica**. Rio de Janeiro: UFRJ, 2004.

SCHULTZ, D. et al. Sistemas Complementares de Energia Eólica e Hidráulica no Brasil. **Espaço Energia**, n. 3, Outubro 2005.

SÓBOL, I. M. **Método de Monte Carlo**. 2da. ed. Moscú: Editorial MIR, 1983.

TAVARES, P. J. **Sistemas Híbridos Soluções Energéticas para a Amazônia**. 1ra. ed. Brasília: Ideorama Design e Comunicação Ltda., 2008.

TINA, G.; GAGLIANO, S.; RAITI, S. Hybrid solar/wind power system probabilistic modelling for long-term performance assesment. **Solar Energy**, v. 80, p. 578-588, June 2005.

TOLMASQUIM, M. T. **Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil**. Primeira Edição. ed. Rio de Janeiro: Sindicato Nacional de Editores de Livros, v. I, 2004.

WAGENAAR, J. W.; EECEN, P. J. **Dependence of Power Performance on Atmospheric Conditions and Possible Corrections**. European Wind Energy Association (EWEA). Brussels, Belgium: [s.n.]. 2011.

WIDÉN, J. Correlations Between Large-Scale Solar and Wind Power in a Future Scenario for Sweden. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 2, n. 2, April 2011.

YANG, H. et al. Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar-wind system with LPSP technology by using genetic algorithm. **Solar Energy**, n. 82, p. 354 - 367, 2008.

YANG, H.; LU, L.; ZHOU, W. A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind power generation system. **Solar Energy**, v. 81, p. 76-84, August 2006.

ZHOU, W.; YANG, H.; FANG, Z. A novel model for photovoltaic array performance prediction. **Applied Energy**, n. 84, p. 1187 - 1198, 2007.

ZILLES, R. et al. **Sistemas Fotovoltaicos conectados à Rede Elétrica**. I. ed. São Paulo: Oficina de Textos, v. I, 2012.

ZOUMAKIS, N. M. The dependence of the power law exponent on surface roughness and stability in a neutrally and stably stratified surface boundary layer. **Atmosfera**, n. 6, p. 79 - 83, 1993.