



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MARCELLO ANDERSON FERREIRA BATISTA LIMA

**TEORIA DO PORTFÓLIO APLICADA À PREVISÃO DE RECURSOS SOLAR
E EÓLICO.**

FORTALEZA
2016

MARCELLO ANDERSON FERREIRA BATISTA LIMA

TEORIA DO PORTFÓLIO APLICADA À PREVISÃO DE RECURSOS SOLAR E
EÓLICO.

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Energias Renováveis.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.

FORTALEZA

2016

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

L699t Lima, Marcello Anderson Ferreira Batista.

Teoria de portfólio aplicada à previsão de recursos solar e eólico. / Marcello Anderson Ferreira Batista Lima. – 2016.

123 f. : il. color.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2016.

Orientação: Prof. Dr. Paulo César Marques de Carvalho.

1. Diversificação Energética. 2. Integração Solar Eólica. 3. Previsibilidade Solar e Eólica.
4. Teoria do Portfólio. I. Título.

CDD 621.3

MARCELLO ANDERSON FERREIRA BATISTA LIMA

TEORIA DO PORTFÓLIO APLICADA À PREVISÃO DE RECURSOS SOLAR E
EÓLICO.

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Energias Renováveis.

Aprovada em: 14/10/2016.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Arthur Plínio de Souza Braga
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Ricardo Silva Thé Pontes
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A minha esposa, Luanna Araújo
Alves, a minha mãe, Rúbia Maria
Ferreira Batista, aos meus familiares
e a todos os amigos.

AGRADECIMENTOS

Ao CNPq, pelo projeto “Previsão de potencial eólico visando operação integrada ótima de unidades geradoras de eletricidade: estudo de caso para o Nordeste do Brasil”.

Ao Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho, pela excelente orientação.

Aos professores participantes da banca examinadora Prof. Dr. Arthur Plínio de Souza Braga, Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso e ao Prof. Dr. Ricardo Silva Thé Pontes pelo tempo, pelas valiosas colaborações e sugestões.

Aos colegas da turma de mestrado, pelas reflexões, críticas e sugestões recebidas.

A todos que de forma direta e indireta contribuíram para este trabalho.

“Deixem que o futuro diga a verdade e avalie cada um de acordo com o seu trabalho e realizações. O presente pertence a eles, mas o futuro pelo qual eu sempre trabalhei pertence a mim..” (Nikola Tesla.)

RESUMO

A geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas de energia tem sido cada vez mais empregada no mundo. Geradores elétricos solares e eólicos são os que mais se destacam em termos de crescimento. A implantação de usinas de energia eólica e solar se restringe quanto a sua localização, devido serem fontes que dependem de fatores climáticos específicos. O Brasil, devido ao seu vasto território e clima, é composto por regiões que podem explorar fontes alternativas de energia para a geração de eletricidade. Os desafios para a integração dessas fontes de produção de eletricidade em uma grande quantidade dependem principalmente da previsibilidade, da flexibilidade de outras fontes de energia, devido sua variabilidade. Na perspectiva de custos, em março a outubro de 2010, na Alemanha por exemplo, devido a erros de previsão solar e eólica, a produção de energia elétrica a partir dessas fontes foi de 2 GWh abaixo do previsto, resultando em um custo adicional de 2,20 euros por MWh gerado. A presente dissertação visa adaptar a Teoria do Portfólio ao melhoramento da previsibilidade solar e eólica, encontrando um limite em que a combinação dessas fontes de energia resulte em menores erros de previsão. A teoria é utilizada no setor financeiro para que os riscos dos investimentos sejam diminuídos através da diversificação das aplicações dos investidores. Desenvolvida pelo norte americano Harry Max Markowitz no ano de 1952, a teoria tem por objetivo final metodizar a definição do percentual de penetração de cada ativo a fim de melhores retornos financeiros. A Teoria do Portfólio adaptada para aperfeiçoar a previsibilidade de recursos alternativos de energia é pouco utilizada, portanto a presente dissertação constitui pesquisa pioneira no Brasil. Através da combinação de 70% de recurso eólico e 30% de recurso solar, definidos pela aplicação da Teoria do Portfólio, houve diminuição de riscos (desvio padrão) de erros de previsão. Em relação ao recurso solar, o risco encontrado foi de 11,24 e em relação ao recurso eólico 7,38. Após a integração proposta, o risco obtido foi de 6,09. O presente trabalho utilizou-se de medições de dados solares e eólicos realizadas em Maracanaú – CE.

Palavras-chave: Diversificação Energética, Integração Solar Eólica, Previsibilidade Solar e Eólica, Teoria do Portfólio.

ABSTRACT

The generation of electricity from alternative energy sources have been increasingly used in the world. Solar and wind power generators are those which stand out in terms of growth. The implementation of wind and solar power plants is restricted as to its location, because they are sources that depend on specific climatic factors. Brazil, due to its vast territory and climate, is composed of regions that can alternative energy sources for electricity generation. The challenges for the integration of electricity production sources in large scale depends mainly on predictability, flexibility of other energy sources, due to its variability. From the perspective of costs, from March to October 2010, in Germany for example, due to solar and wind forecast errors, electricity production from these sources was 2 GWh lower than expected, resulting in an additional cost of 2 20 euros per MWh generated. This work aims to adapt the Portfolio Theory to improve the solar and wind predictability, finding a limit where the combination of energy sources will result in lower prediction errors. The theory is used in the financial sector so that investment risks are reduced by diversifying applications of investors. Developed by the american Harry Markowitz in 1952, the theory has the ultimate goal of methodize the definition of penetration percentage of each asset in order to improve financial returns. The Portfolio Theory adapted to improve the predictability of alternative energy resources is little used, so this thesis is a pioneer research in Brazil. By combining 70% of wind resource and 30% of solar resource, defined by the application of portfolio theory, resulted in a reduction of risk (standard deviation) of forecast errors. For solar resource, the risk was found to be 11.24 and wind resource

7.38. After the integration proposal, the risk obtained was 6.09. This study have use of solar and wind data measurements in Maracanaú - CE.

Keywords: Energy Diversification, Integration Solar Wind, Solar and Wind Predictability Portfolio Theory.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	– Modelo convencional de geração e distribuição de eletricidade..	2
Figura 1.2	– Modelo proposto para geração e distribuição de eletricidade.....	3
Figura 1.3	– Potencial eólico e distribuição dos parques eólicos em operação no Brasil.....	8
Figura 1.4	– Mapa da irradiância solar global no plano inclinado.....	9
Figura 1.5	– Evolução da capacidade instalada no Sistema Interligado Nacional 2014-2024.....	11
Figura 2.1	– Curva de efeito da diversificação.....	18
Figura 2.2	– Correlação perfeita positiva.....	20
Figura 2.3	– Correlação positiva.....	21
Figura 2.4	– Correlação nula.....	21
Figura 2.5	– Correlação perfeita negativa.....	21
Figura 2.6	– Correlação negativa.....	24
Figura 2.7	– Gráfico de fronteiras eficientes.....	24
Figura 2.8	– Exemplo de curva de análise.....	24
Figura 2.9	– Volatilidade.....	29
Figura 2.10	– Volatilidade da geração solar fotovoltaica e eólica na Alemanha..	29
Figura 2.11	– Percentual de erros de previsão da geração solar fotovoltaica em 2010 e 2011 na Alemanha.....	31
Figura 2.12	– Percentual de erros de previsão eólica em 2010 e 2011 na Alemanha.....	32
Figura 2.13	– Fronteiras Eficientes do estudo de caso alemão.....	34
Figura 2.14	– Portfólio eficiente de geração de eletricidade.....	35
Figura 2.15	– Matriz energética da Suíça.....	36
Figura 2.16	– Matriz energética dos Estados Unidos.....	36
Figura 2.17	– Combinação ideal de capacidade energética.....	37
Figura 2.18	– Potência média de saída (MW) da geração eólica para o período de janeiro de 2009 a outubro de 2013.....	42
Figura 2.19	– Potência média de saída (MW) da geração hídrica para o período de janeiro de 2009 a outubro de 2013.....	42
Figura 2.20	– Potência média de saída (MW) da geração solar fotovoltaica	

	para o período de janeiro de 2009 a outubro de 2013.....	43
Figura 2.21	– Integração entre as fontes de energia.....	47
Figura 2.22	– Fronteira Eficiente.....	48
Figura 3.1	– Localização do município de Maracanaú – CE.....	51
Figura 3.2	– Anemômetros NRG 40c instalados na torre anemométrica em Maracanaú – CE.....	53
Figura 3.3	– Sensor de temperatura NRG 110S instalado na torre de Maracanaú – CE.....	53
Figura 3.4	– Sensor de irradiação solar NRG LI 200SA instalado nas torres de Maracanaú – CE.....	54
Figura 3.5	– Média da velocidade do vento diária, Maracanaú, fevereiro de 2012 a janeiro de 2013.....	55
Figura 3.6	– Representação da frequência de ocorrência da direção do vento e da intensidade de velocidade do vento por meio de um histograma de ângulos em Maracanaú no período de fevereiro de 2012 a janeiro de 2013.....	56
Figura 3.7	– Dia Característico para o mês com maior média de velocidade do vento (outubro de 2012) em Maracanaú.....	57
Figura 3.8	– Dia Característico para o mês com menor média de velocidade do vento (março de 2012) em Maracanaú.....	57
Figura 3.9	– Médias mensais de irradiância diária global em Maracanaú – CE.....	58
Figura 3.10	– Médias diárias maio de 2012 a abril 2013 para irradiância solar em Maracanaú.....	59
Figura 3.11	– Irradiância solar diária global – agosto 2012/Maracanaú.....	59
Figura 3.12	– Irradiância solar diária global – abril 2013/Maracanaú.....	60
Figura 3.13	– Dia característico do mês de agosto de 2012 em Maracanaú.....	61
Figura 3.14	– Dia característico do mês de abril de 2013 em Maracanaú.....	61
Figura 3.15	– A arquitetura da RNA.....	69
Figura 3.16	– Explicação dos gráficos de previsão do XLSTAT.....	69
Figura 3.17	– Ajuste de período para previsões.....	65
Figura 3.18	– Gráfico comparativo entre erros de previsão modular e não modular.....	69

Figura 3.19	– Desenvolvimento do gráfico de fronteiras eficientes.....	72
Figura 3.20	– Fluxograma da adaptação da Teoria do Portfólio.....	73
Figura 4.1	– Comparativo entre a velocidade do vento medida e observada....	75
Figura 4.2	– Comparativo entre a irradiância solar medida e observada.....	76
Figura 4.3	– Comparativo entre a velocidade do vento medida e observada para as primeiras 24 horas de previsão.....	77
Figura 4.4	– Comparativo entre a irradiância solar medida e observada para as primeiras 24 horas de previsão.....	78
Figura 4.5	– Erros de previsão eólica.....	78
Figura 4.6	– Erros de previsão solar.....	79
Figura 4.7	– Erros ponderados de previsão eólica.....	80
Figura 4.8	– Erros ponderados de previsão solar.....	81
Figura 4.9	– Horas de previsão eólica em relação aos erros de previsão.....	82
Figura 4.10	– Horas de previsão solar em relação aos erros de previsão.....	82
Figura 4.11	– Fronteira Eficiente.....	86
Figura 4.12	– Destaque para os principais pontos presentes no gráfico de fronteiras eficientes.....	88
Figura 4.13	– Horas de previsão solar e eólica integradas em relação aos erros de previsão.....	89
Figura 4.14	– Comportamento dos erros de previsão para a integração de 30% solar e 70% eólico.....	90
Figura 4.15	– Erros de previsão diários para a integração eólico solar.....	91
Figura 4.16	– Dias de previsão solar e eólica integradas em relação aos erros de previsão.....	92

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1	– Projetos hidrelétricos a serem viabilizados de 2018 a 2022.....	6
Tabela 2.1	– Evolução do risco mediante a diversificação.....	19
Tabela 2.2	– Revisão de Literatura sobre a adaptação da Teoria do Portfólio para fontes de energia eólica e/ou solar.....	26
Tabela 2.3	– Combinação ideal da geração solar fotovoltaica e eólica.....	33
Tabela 2.4	– Cenários ideais de diversificação energética até 2030.....	39
Tabela 2.5	– Evolução de capacidade eólica instalada eólica de 2001 a 2007 (MW).....	39
Tabela 2.6	– Comportamento da capacidade de geração das fontes renováveis.....	43
Tabela 2.7	– Análise de tecnologias de geração de energia.....	45
Tabela 2.8	– Classes de investimento.....	46
Tabela 2.9	– Retornos e riscos do portfólio.....	47
Tabela 3.1	– Característica da estação meteorológica.....	52
Tabela 3.2	– Parâmetros estatísticos dos dados de velocidade do vento.....	56
Tabela 3.3	– Dados estatísticos referentes à irradiância diária global em Maracanaú.....	60
Tabela 3.4	– Integração das previsões.....	71
Tabela 3.5	– Elaboração de Gráfico de fronteiras eficientes.....	72
Tabela 4.1	– Médias das previsões eólicas.....	83
Tabela 4.2	– Médias das previsões solares.....	83
Tabela 4.3	– Covariância e coeficiente de correlação dos erros de previsão.....	84
Tabela 4.4	– Integração das fontes eólica e solar.....	86

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AES	Alisamento Exponencial Simples
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CE	Ceará
CGH	Centrais Geradoras Hidrelétricas
CNPq	Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
DM	Dados Medidos
DP	Dados Previstos.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EQMP	Erro Quadrático Médio de Previsão
ER	Energias Renováveis
EUA	Estados Unidos da América
FTDNN	<i>Focused Time Delay Neural Network</i>
GD	Geração Distribuída
GWEC	<i>Global Wind Energy Concil</i>
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
Kt	índice de transparência atmosférica
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
MA	Médias Móveis
PMC	Perceptron com Múltiplas Camadas
MMC	<i>Multi Media Card</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PE	Pernambuco
PI	Piauí
PPGEE	Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
REN 21	<i>Renewable Energy Policy Network for the 21st Century</i>
RNA	Redes Neurais Artificiais

SIN	Sistema Interligado Nacional
UFC	Universidade Federal do Ceará
UN	<i>United Nations</i>
UHE	Usinas Hidrelétricas de Energia
UNRIC	<i>The United Nations Regional Information Center</i>
UV	Radiação Ultravioleta

LISTA DE SÍMBOLOS

ρ	Coeficiente de Correlação
Cov	Covariância
σ	Desvio padrão do ativo
ω	Portfólio eficiente do ativo

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Motivação	1
1.1.1	Desenvolvimento renovável na matriz elétrica mundial	1
1.1.2	<i>Energia Renovável no Brasil</i>	4
1.1.3	Necessidade de balanceamento e previsibilidade de dados	11
1.2	Objetivos	14
1.3	Metodologia	14
1.4	Organização dos capítulos	15
2	A TEORIA DO PORTFÓLIO E SUA UTILIZAÇÃO NO SETOR ELÉTRICO	17
2.1	Breve histórico	17
2.2	Diversificação dos ativos	18
2.3	Fronteiras Eficientes	23
2.4	Teoria do Portfólio no setor de energia elétrica	25
2.4.1	<i>Speth (2013)</i>	27
2.4.2	<i>Awerbuch e Berger (2003)</i>	34
2.4.3	<i>Krey e Zweifel (2006)</i>	36
2.4.4	<i>Jansen, Beurskens e Tilburg (2006)</i>	38
2.4.5	<i>Roques, Hiroux e Saguan (2009)</i>	39
2.4.6	<i>Cunha e Ferreira (2014)</i>	40
2.4.7	<i>ShahNazari et al. (2015)</i>	44
2.4.8	<i>Cucchiella, Gastaldi e Trosini (2015)</i>	45
2.4.9	<i>Tola (2015)</i>	47
2.5	Conclusões do capítulo	49
3	MATERIAIS E MÉTODOS	50
3.1	Obtenção de dados solares e eólicos medidos	50
3.1.1	<i>Equipamentos para medição e armazenamento de dados</i>	51
3.1.2	<i>Dados eólicos</i>	54
3.1.3	<i>Dados solares</i>	58
3.2	Obtenção de dados solares e eólicos previstos	62
3.2.1	<i>Dados eólicos previstos</i>	65
3.2.2	<i>Dados solares previstos</i>	66

3.3	Erros de previsão	67
3.4	Gráfico de Fronteiras Eficientes	70
3.5	Etapas para adaptação da Teoria do Portfólio	73
3.6	Conclusões do capítulo	74
4	INTEGRAÇÃO EÓLICA SOLAR	75
4.1	Dados previstos e observados	75
4.2	Erros de previsão	79
4.3	Características estatísticas.....	85
4.4	Fronteiras eficientes.....	86
4.5	Recursos alternativos integrados	89
4.6	Conclusões do capítulo	93
5	CONCLUSÃO	95
	REFERÊNCIAS	99

1 INTRODUÇÃO

O crescimento populacional vem demandando o acréscimo da disponibilidade energética no mundo. Tendo uma população em 2016 de aproximadamente 7,5 bilhões de pessoas, a população mundial deverá atingir 8,5 bilhões em 2030, 9,7 bilhões em 2050 e ultrapassar os 11 bilhões em 2100 (UNITED NATIONS, 2015, p. 2, tradução nossa). Para o atendimento da necessidade de disponibilidade energética, há uma necessidade de desenvolvimento de técnicas que possam ser utilizadas a fim de facilitar a implementação de energias alternativas às matrizes energéticas mundiais produzindo menores custos a sua adaptação.

1.1 Motivação

As fontes solar e eólica são as formas disponíveis de energia renovável que mais vem se destacando no mundo em termos de implantação e conseqüentemente em termos da necessidade de estudos sobre os impactos das suas utilizações. Baseado no crescimento e no potencial de desenvolvimento de exploração destas fontes, a presente dissertação propõe a integração destas, através do conceito complementação de ativos proposto pela Teoria do Portfólio (CAIXE, 2015, p. 49), com a adaptação sobre a perspectiva dos erros de previsibilidade devido aos seus impactos nos custos de produção, através da utilização de dados de velocidade do vento e irradiância solar da cidade de Maracanaú-CE.

1.1.1 *Desenvolvimento renovável na matriz elétrica mundial*

A geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis descentralizadas (solar, eólica, biomassa), também chamadas fontes alternativas de energia, tem sido cada vez mais utilizada em vários países. Apesar de a geração hidrelétrica ser a fonte renovável mais utilizada, geradores elétricos solares e eólicos de energia são os que mais se destacam em termos de crescimento e investimentos.

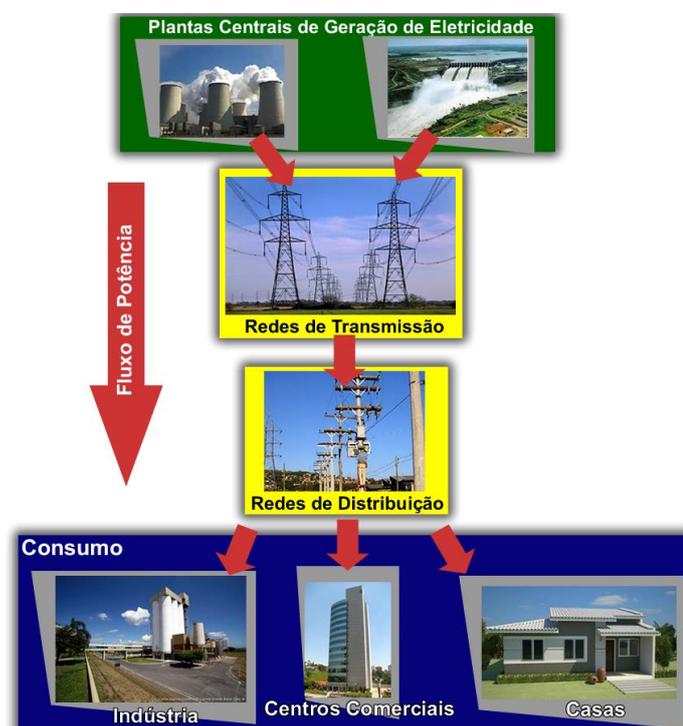
As fontes de Energias Renováveis (ER) estão desempenhando um papel importante na consecução do objetivo de um desenvolvimento sustentável a nível mundial. Um número estimado de 147 GW de energia renovável foi introduzido em 2015. Esse é o maior aumento anual que já houve, e pelo sexto ano consecutivo, as

energias renováveis ultrapassaram os combustíveis fósseis em termos de crescimento do investimento líquido. Além disso, 2015 foi caracterizado por avanços em setores estratégicos para uso ER, tais como a eficiência energética, as redes inteligentes, hardware e software para apoiar a integração de ER, armazenamento de energia e comercialização (RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY, 2016, p. 32, tradução nossa).

A quantidade de empregos no setor da ER (não incluindo grandes hidrelétricas) aumentou em 2015 para uma estimativa de 8,1 milhões de postos de trabalho; considerando todas as tecnologias de ER, os empregadores principais foram a China, Brasil, EUA e Índia (RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY, 2016, p. 17, tradução nossa).

O modelo no qual a eletricidade é gerada e distribuída vem sendo discutido em diversos países. O conceito denominado de Geração Distribuída – GD, vem se desenvolvendo como alternativa de suprir a necessidade de energia através da diversificação e descentralização da geração de energia elétrica (GUERRERO *et al*, 2010, p. 52). As figuras 1.1 e 1.2 apresentam os modelos convencionais de geração e distribuição de eletricidade e o modelo proposto pela Geração Distribuída, respectivamente.

Figura 1.1 – Modelo convencional de geração e distribuição de eletricidade.



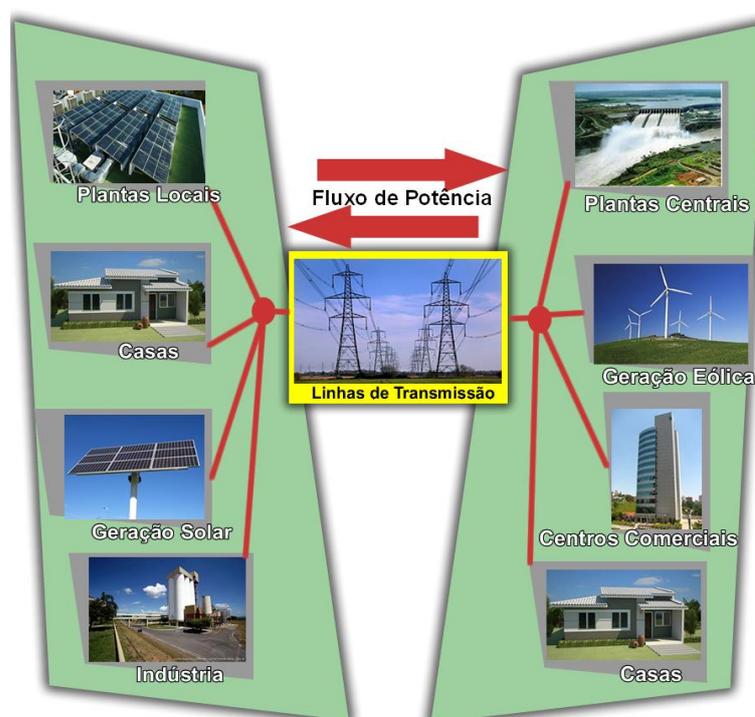
Fonte: Adaptado de Guerrero *et al.* (2010).

A GD insere geradores alternativos de eletricidade no sistema elétrico, causando a diversificação e descentralização desses geradores, tornando-se parte estratégica de muitos países em gerenciamento de energia.

A integração de novas tecnologias de geração elétrica em sistemas existentes aumenta significativamente a velocidade do processo de implantação dessas novas tecnologias. Essa aceleração é importante, principalmente levando-se em consideração a carência de energia no mundo.

Os desafios do mundo em relação à necessidade de energia podem receber colaboração de sistemas descentralizados de produção de eletricidade. A Geração Distribuída pode unir a característica de geração limpa de geradores alternativos de energia, como eólico, solar e outros, que detêm geração intermitente com, por exemplo, termelétricas que podem ter sua produção de eletricidade controlada para o balanceamento do sistema.

Figura 1.2 – Modelo proposto para geração e distribuição de eletricidade.



Fonte: Adaptado de Guerrero *et al.*, (2010).

A implantação de usinas de energia eólica e solar se restringe quanto a sua localização, devido serem fontes que dependem de disponibilidade de recurso climático para produção de eletricidade, ao contrário da geração térmica que pode ser

alocada com maior facilidade (MILLIGAN, DONOHOO; O'MALLEY, 2012, p. 3, tradução nossa).

No setor solar e eólico, os geradores eólicos e módulos fotovoltaicos tiveram crescimento recorde pelo segundo ano consecutivo, representando cerca de 77% das novas instalações. Até o final de 2015, a capacidade de energias renováveis foi suficiente para fornecer em torno de 23,7% da eletricidade global, com geradores eólicos fornecendo cerca de 3,7% e fotovoltaicos a porcentagem de 1,2%. O mercado fotovoltaico obteve um aumento de capacidade de 50 GW, aumentando a potência total global para 227 GW. A geração eólica obteve o acréscimo de 63 GW, aumentando a potência total global para 433 GW (RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY, 2016, p. 60, tradução nossa).

1.1.2 Energia Renovável no Brasil

O Brasil, devido ao seu vasto território, é composto por regiões que podem explorar fontes alternativas de energia para a geração de eletricidade. As fontes solar e eólica são encontradas de forma satisfatória em várias regiões do país.

A geração de eletricidade pública e de autoprodutores brasileiros atingiu 590,5 TWh em 2014, um montante 3,4% superior ao resultado de 2013. As plantas públicas permanecem como os principais contribuintes, com 84,1% da geração total. A principal fonte utilizada no Brasil é a hidrelétrica (participação de 65,2%), embora tenha havido uma diminuição de 4,5% em relação ao ano anterior (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2015, p. 15). Assim, o Brasil apresenta uma matriz elétrica predominantemente renovável. Pode afirmar-se que 74,6% da energia elétrica no Brasil vem de fontes ER.

Em 2014, devido a um aumento de 7,171 GW, a capacidade instalada de geração de eletricidade no Brasil alcançou 133,914 GW. O aumento das usinas hidrelétricas foi responsável por 44,3% desse total, enquanto os parques eólicos e solares foram responsáveis por 37,6% do aumento da rede nacional. Considerando os aspectos energéticos, o governo brasileiro tem desenvolvido nos últimos anos políticas para diversificar a matriz de geração de energia elétrica do país. Embora exista um grande potencial hidráulico teórico na Região Norte (Amazônia), longe dos principais centros consumidores, a sua utilização é muito discutível devido a razões sociais e ecológicas. Além disso, no caso de períodos longos de poucas chuvas (que

é a situação atual em 2016), os níveis de reservatórios de água caem a valores críticos e o risco de escassez de abastecimento de eletricidade aumenta. Para evitar isso, usinas termelétricas estão sendo conectadas em plena capacidade, levando a tarifas mais elevadas, com impactos económicos e sociais associados.

Baseado no Plano Decenal de Expansão de Energia 2022 – PDE 2022 (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2013, p. 86), o governo federal brasileiro tem em seus planos, a construção de duas grandes usinas no Rio Tapajós, totalizando 8,47 GW, com a previsão de início de geração em 2020. Ainda baseado no PDE 2022, outras duas usinas serão instaladas no Rio Jurema, uma em Salto Augusto Baixo e outra em São Simão Alto, totalizando 4,97 GW. Também será construída uma usina no Rio Tocantins com a capacidade de 2,16 GW. Segundo o PDE 2022, posterior a esses projetos não haverá local com potencial para grandes usinas hidrelétricas. Alguns locais estão limitados por fatores ambientais.

Esse esgotamento das grandes hidrelétricas no cenário brasileiro irá provocar o aumento da parcela de outras fontes que contribuem para a matriz energética, ou mesmo, a inserção de novas fontes de energia. Estima-se que nos próximos 15 anos o Brasil irá construir suas últimas grandes hidrelétricas. Um cenário que vem chamando atenção dos planejadores, que terão que buscar uma forma de produção confiável para atender a demanda de energia solicitada a matriz energética brasileira (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2013, p. 85).

Ao final de dezembro de 2014, a capacidade instalada do parque gerador hidrelétrico brasileiro era de 89.193 MW (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2015, p. 156), com a composição das diversas fontes geradoras. Trata-se de um parque gerador de grande porte, que ocupa a segunda posição a nível mundial, considerando a geração hidroelétrica, constituído por 1.158 usinas hidrelétricas (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2015, p16) com diferentes dimensões e configurações, distribuídas pelas 12 regiões hidrográficas do vasto território nacional (TOLMASQUIM, 2016, p. 84).

Em função da potência instalada, estas usinas estão classificadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em Centrais Geradoras Hidrelétricas – CGH (potência instalada até 3 MW), Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH (superior a 3 MW e igual ou inferior a 30 MW) e Usinas Hidrelétricas de Energia – UHE (com potência instalada superior a 30 MW). Cerca de 93% da atual capacidade do parque

hidrelétrico é constituído por UHEs (137 usinas que totalizam 82.789 MW), 6% por PCHs e 1% CGHs (TOLMASQUIM, 2016, p. 85).

A tabela 1.1 demonstra os novos projetos hidrelétricos a serem viabilizados no Brasil de 2018 a 2022.

Tabela 1.1 – Projetos hidrelétricos a serem viabilizados de 2018 a 2022.

Entrada em operação		Projeto	Rio	Potência (MW)	UF
Ano	Mês				
2018	Jan	UHE Itaocara I	Sudeste	145	RJ
2018	Fev	UHE São Manoel	Teles Pires	700	MT/PA
2019	Jan	UHE São Luís do Tapajós	Tapajós	6.133	PA
2019	Jan	UHE Davinópolis	Paranaíba	74	MG/GO
2019	Abr	UHE Foz Piquiri	Piquiri	96	PR
2019	Jul	UHE Paranhos	Chopim	63	PR
2019	Ago	UHE Ercilândia	Piquiri	87	PR
2020	Jan	UHE Água Limpa	Das Mortes	380	MT
2020	Jan	UHE Jatobá	Tapajós	2.338	PA
2020	Mar	UHE Comissário	Piquiri	140	PR
2020	Jul	UHE Telêmaco Borba	Tibagi	109	PR
2020	Ago	UHE Apertados	Piquiri	139	PR
2020	Nov	UHE Tabajara	Jiparaná	350	RO
2021	Abr	UHE Castanheira	Arinos	192	MT
2021	Jan	UHE Bem Querer	Branco	708	RR
2021	Ago	UHE Itapiranga	Uruguai	725	SC/RS
2022	Jan	UHE Salto Augusto Baixo	Juruena	1.461	MT/AM
2022	Jan	UHE São Simão Alto	Juruena	3.509	MT/AM
2022	Fev	UHE Marabá	Tocatins	2.160	PA/AM
2022	Fev	UHE Torixoréu	Araguaia	408	MT/GO
Total				19.917	

Fonte: Adaptado de Ministério de Minas e Energia (2013).

Os projetos hidrelétricos indicados no PDE 2022, que compõe o parque gerador no decênio que se encerra em 2022, somam 19.917 MW. No entanto, devido ao longo

período de testes de alguns empreendimentos de grande porte, esta capacidade total deverá estar disponível para atendimento ao Sistema Integrado Nacional no ano de 2025 acrescentando 12.965 MW até dezembro de 2022 (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2013, p. 85).

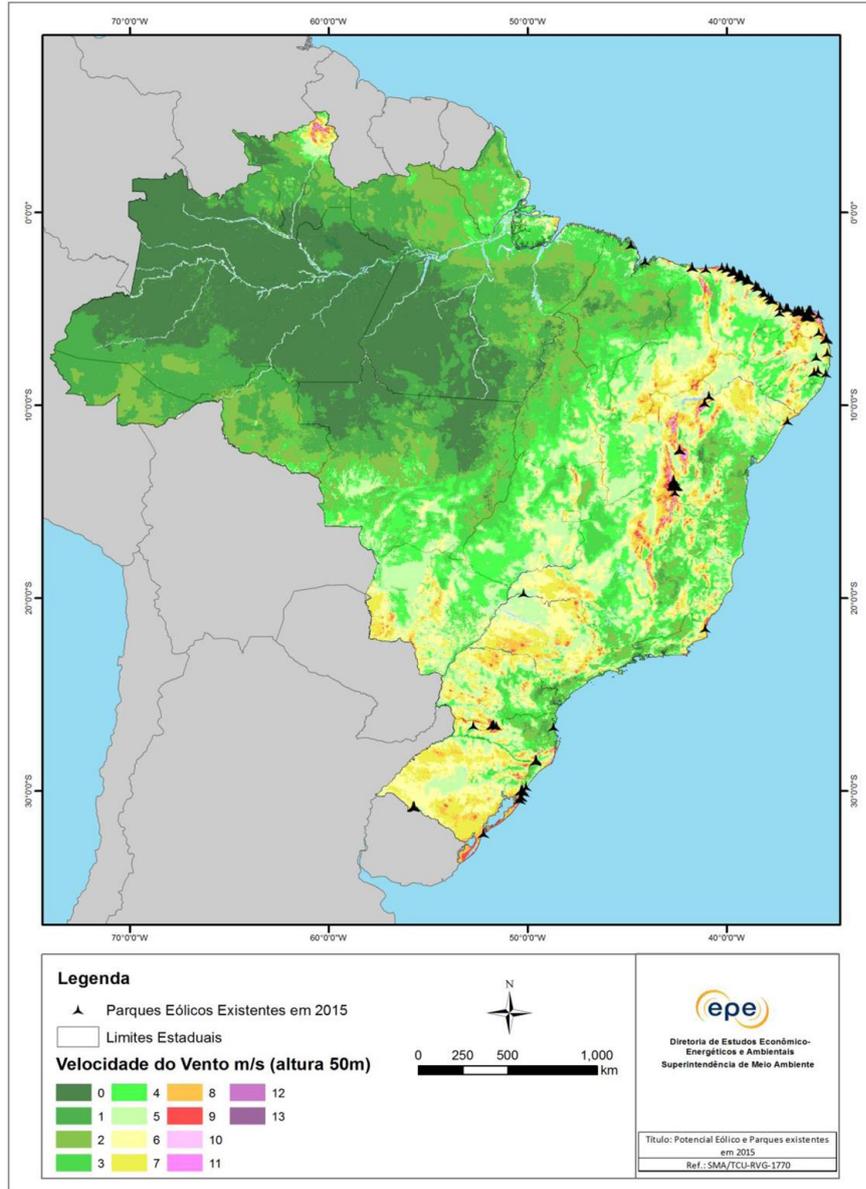
O estudo de expansão da matriz energética brasileira, insere também o crescimento de fontes de energias não renováveis e emissoras de poluentes quando utilizadas. O gás natural se destaca em relação ao seu crescimento, que teve a contribuição de 9.942MW em 2012 e estima-se que chegará a 14.065MW em 2022 (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2013, p. 99).

Em relação ao cenário ER, usinas de energia renováveis descentralizadas utilizando recursos solar e eólico são uma das principais opções para a diversificação da matriz. Nos últimos anos, o sucesso foi obtido principalmente com a geração de energia eólica. Considerando a capacidade instalada em todo o mundo em 2015, o Brasil ocupa a 4ª posição (2.754 MW com uma quota de 4,3%); considerando a capacidade acumulada em todo o mundo até o final de 2015 (GLOBAL WIND ENERGY CONCIL, 2016, p. 2). Medições recentes de velocidade do vento a 80 e 100 metros estimam que o potencial de energia eólica do país seja de 350 GW, o que significa que o potencial de energia eólica no Brasil é maior do que o potencial de energia hidrelétrica, que é estimado em 261 GW.

O país tem uma grande irradiância solar anual, com uma variabilidade sazonal e interanual baixa, devido à sua localização em uma região tropical. Estas características foram confirmadas pelas avaliações de energia solar para o território brasileiro, como o atlas brasileiro para a energia solar (2006), o atlas brasileiro solar métrico (2000) e os atlas de radiação solar do Brasil (1998). A energia solar no território brasileiro tem uma irradiância global média anual entre 1.200 e 2.400 kWh/m². Que se comparada com alguns países, como a Espanha e Alemanha, que exploram fortemente o potencial solar, é bastante elevada. Um fator determinante para a pequena expansão da energia solar é o custo da tecnologia e a eficiência (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2013, p. 96).

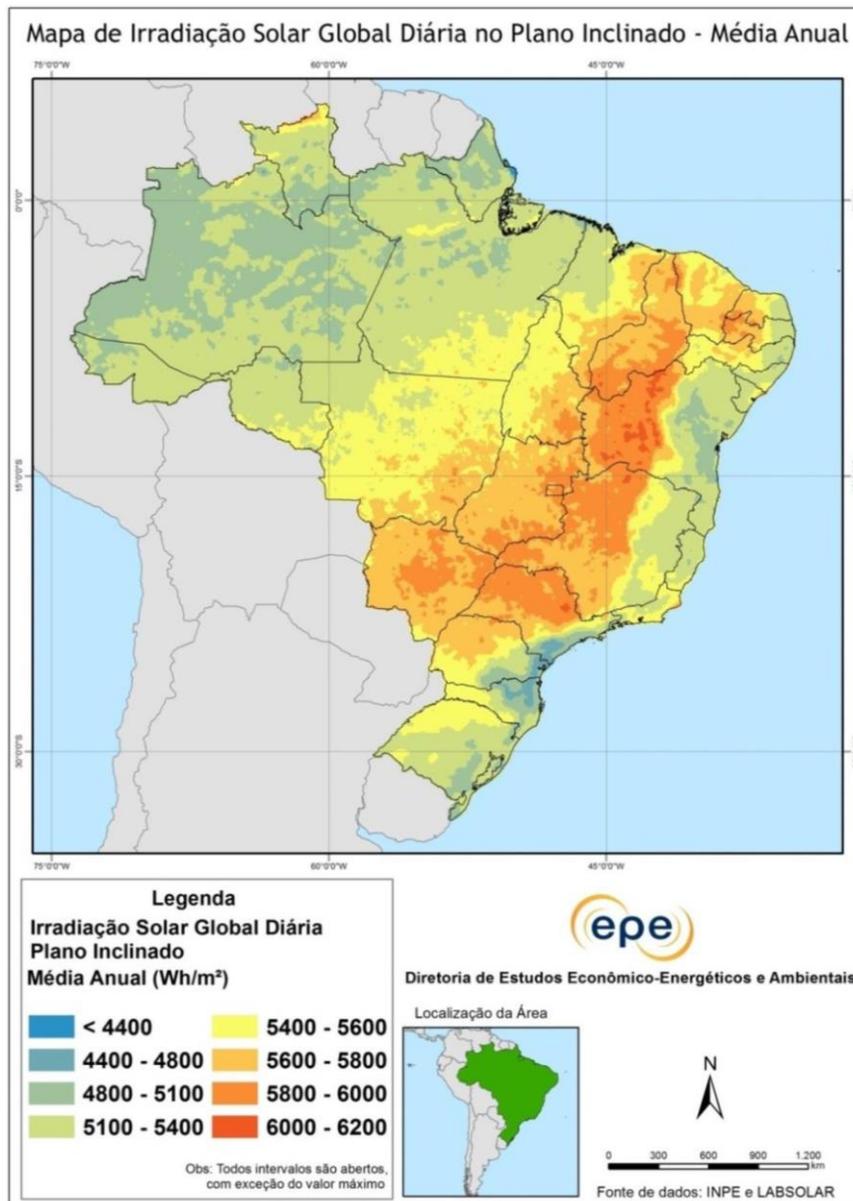
As figuras 1.3 e 1.4 apresentam a disponibilidade de recurso eólico e solar no território brasileiro. A energia solar e eólica, conforme mencionado anteriormente, são fontes com considerável disponibilidade e estão com níveis importantes de implantação no cenário nacional.

Figura 1.3 – Potencial eólico e distribuição dos parques eólicos em operação no Brasil.



Fonte: Tolmasquim (2016).

Figura 1.4 – Mapa da irradiância solar global no plano inclinado.



Fonte: Tolmasquim (2016).

Usinas hidrelétricas brasileiras têm regimes sazonais quase semelhantes, onde há alta de vazões de água no período de dezembro a abril, considerada a estação das chuvas, e níveis baixos dos reservatórios durante o período de julho a outubro, considerado a estação seca. O recurso solar é complementar aos regimes sazonais hídricos, onde os mais baixos níveis de radiação são encontrados durante os meses chuvosos, devido ao maior nível de nebulosidade. Desta forma, as usinas solares conectadas à rede podem economizar água dos reservatórios durante os críticos meses secos.

Recentemente, no Brasil, algumas iniciativas incentivam a integração de sistemas fotovoltaicos às redes elétricas. O ano de 2012 foi um ano importante na área de regulamentação de procedimentos. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através da resolução REN 482, publicada em abril de 2012, dá as condições gerais para o acesso à micro-geração (até 75 kW) e mini-geração (de 75 kW até 5 MW) na rede de distribuição e introduz um sistema de medição (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012, p. 2). Considerando saldos mensais, se o cliente produz mais energia do que consome, a quantidade de geração excedente será lançada como saldo para o mês posterior. Este saldo positivo pode acontecer por 60 meses consecutivamente.

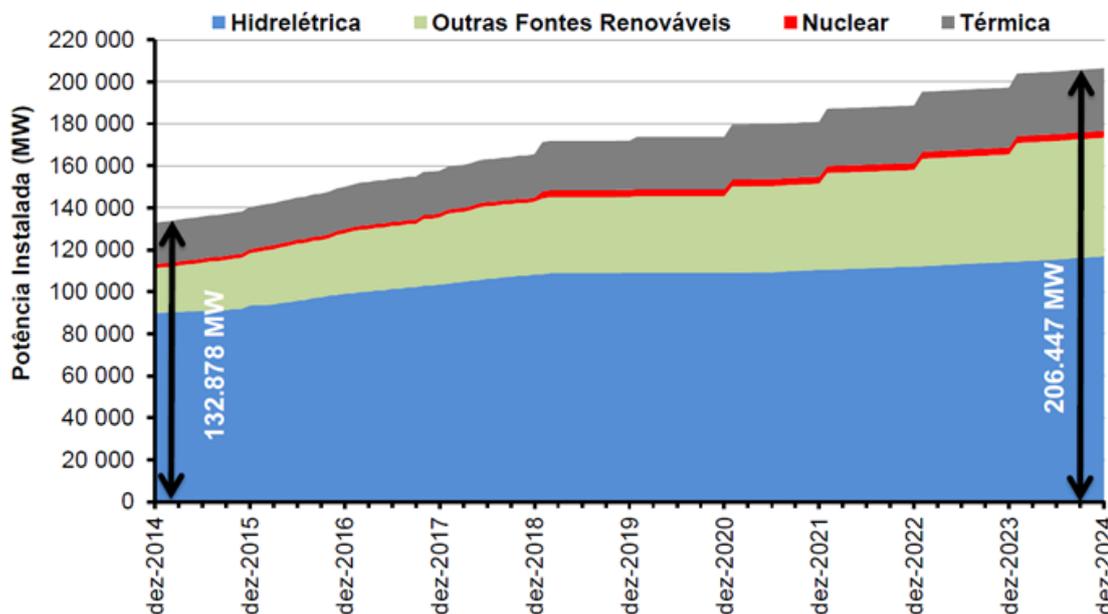
De acordo com Jannuzzi e Melo (2013), os sistemas fotovoltaicos tornaram-se uma opção interessante no Brasil devido à combinação das altas tarifas residenciais (17 a 39 centavos de US\$ por kWh), a grande disponibilidade de irradiância solar anual (1500 a 2200 kWh/m²) e da redução internacional dos preços de módulos fotovoltaicos (23 US\$/W em 1980 para 1 US\$/W em 2012) (JANNUZZI; MELO, 2013, p. 1). De acordo com esta análise, o mecanismo de medição de consumo e cogeração da ANEEL parece ser uma opção adequada para o país, especialmente em áreas com maior incidência de irradiância solar. Desta forma, o país poderá atingir uma capacidade fotovoltaica instalada de 703 MWp até o ano de 2030. No final de 2014, o primeiro leilão de energia no país envolvendo sistemas fotovoltaicos foi implementado. Com essas iniciativas, um cenário otimista para a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede no Brasil parece ainda mais finalmente tornar-se uma realidade.

A inclusão da energia eólica e solar impactará diretamente nos preços de produção, sendo assim um fator determinante para elevação ou baixa nos valores médios. Um fator importante é a consideração das políticas de incentivo à produção de energia alternativa. Através de subsídios, a geração eólica pode tornar-se mais rentável e influenciar uma queda dos preços (PINEDA *et al*, 2012, p. 1).

Nesse sentido, o Plano Decenal de Expansão 2024 (PDE 2024) adotou como uma das principais diretrizes a priorização da participação das fontes renováveis para atender ao crescimento do consumo de energia elétrica no horizonte decenal, compatibilizando esta participação com o atendimento à carga de forma segura e tendo em vista o compromisso brasileiro de manter seu crescimento econômico apoiado em uma matriz energética limpa. Segundo o PDE 2024, a capacidade

instalada do SIN expandirá 55% em dez anos, com preponderância de geração hidrelétrica, como mostrado na Figura 1.5 (TOLMASQUIM, 2016, p. 30).

Figura 1.5 – Evolução da capacidade instalada no Sistema Interligado Nacional 2014-2024.



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2015).

1.1.3 Necessidade de balanceamento e previsibilidade de dados

Ao contrário da geração de eletricidade a partir de fontes térmicas, que acontece de forma contínua, podendo ser aumentada ou diminuída de acordo com a necessidade de consumo, a geração de energia elétrica a partir de algumas fontes alternativas de energia apresenta caráter intermitente de geração, causada por fatores climáticos. Esta característica pode gerar complicações à medida que a energia produzida deve ser consumida de maneira imediata, ou seja, a intermitência e o não controle na geração podem causar falta ou excesso de energia elétrica no sistema.

Essa intermitência é uma das principais barreiras mundiais para a integração de parques eólicos e fotovoltaicos no sistema de fornecimento de eletricidade existente. A potência é determinada pela velocidade do vento e irradiância local e não pode ser ajustada convenientemente como a produção de eletricidade nas centrais elétricas convencionais; como consequência, custos adicionais surgem para nivelar flutuações imprevistas na produção de eletricidade.

Devido essa característica é necessário o armazenamento de energia ou a integração da fonte intermitente de energia com outra fonte de energia, seja também intermitente ou contínua, para atender com exatidão a demanda. Desta forma, pode-se observar a necessidade da previsão de consumo e a necessidade da previsão de geração elétrica a partir de fontes renováveis descentralizadas para estimar a quantidade de energia elétrica que deve ser adicionada ao sistema para atender a demanda.

A geração eólica permite pouca ou nenhuma capacidade de controle de geração, isso provoca uma preocupação sobre o excesso de geração de energia eólica durante os períodos de baixa demanda. Essa preocupação é ampliada quando alguns países como a Dinamarca, Portugal e Espanha ultrapassam o uso de energia eólica em mais de 15%. Vários países já sentiram a necessidade de reduzir a geração eólica durante os períodos de excesso de produção, como exemplo a Irlanda introduziu um limite operacional de 50% de penetração de fontes não estáveis (ESTANQUEIRO *et al.*, 2012, p. 1, tradução nossa).

Os desafios para a integração de uma grande quantidade de geração variável dependem principalmente da flexibilidade de outras fontes de energia, da gestão do congestionamento da rede e possibilidades de comércio com os sistemas vizinhos. Como exemplo, os sistemas português e espanhol foram operados durante vários períodos com mais da metade de sua demanda cobertos apenas pela geração de energia eólica, com valores recorde em Portugal, atingindo 81% em 15 de maio de 2011 e na Espanha no dia 9 de novembro de 2011 com 54% da demanda instantânea alimentado pela geração eólica (ESTANQUEIRO *et al.*, 2012, p. 7, tradução nossa).

Outro exemplo do elevado uso de fontes alternativas de geração de energia é a ilha caribenha de Aruba, que faz parte do Reino dos Países Baixos, está localizada em uma região com alto potencial de uso econômico de recursos de energia eólica. O Governo da ilha caribenha de Aruba visa aumentar substancialmente a utilização de energias renováveis. Além da já existente de 30 MW eólico, um segundo parque eólico de 30 MW, 5 MW de geração fotovoltaica e 5 MW de resíduos vegetais em energia são planejadas. A carga do sistema de energia da ilha varia entre 75 a 135 MW. A utilização de energia eólica do sistema, portanto, aumentará de 40% para 80%, o que é extremamente elevado em comparação com a prática corrente em todo o mundo (KUIJPERS *et al.*, 2012, p. 1, tradução nossa).

Em um sistema com essa quantidade de inclusão de energia eólica, é de extrema importância que as fontes convencionais usadas para equilibrar as oscilações da geração eólica sejam extremamente confiáveis. Portanto, é necessário que a partida e parada dos geradores adicionais sejam totalmente automáticas, assim será obtido uma boa resposta para as grandes flutuações de energia eólica. Isso irá reduzir o risco de corte de energia. Outra possibilidade é a instalação de armazenamento de energia através de um banco de baterias.

Sistemas com alta inclusão de energia solar e eólica requerem também estratégias de controle de produção e levantamento da demanda. Nestes sistemas, no entanto, a determinação dos níveis corretos da capacidade produtiva requer uma abordagem mais probabilística, porque geradores eólicos e solares contam com fenômenos que não são perfeitamente previsíveis que ocorrem naturalmente.

Uma das estratégias para reduzir a barreira mencionada é o desenvolvimento de metodologias de previsão, com o objetivo de oferecer um sistema de produção de energia seguro caracterizado pela concordância entre a produção e a demanda, ajudando a tornar as fontes ER competitivas como as convencionais.

A previsibilidade de geradores intermitentes vem sendo desenvolvida por diversos pesquisadores. Devido à maior instalação de parques eólicos, em relação a parques de energia solar, houve um maior desenvolvimento da previsibilidade eólica.

Cálculos mostram que as previsões com 12 horas de antecedência, em um único parque eólico, têm erros que podem variar entre 12 a 25%. Esse erro pode ser diminuído para 9% se aumentarmos a quantidade de parques eólicos, consequentemente aumentando a área observada (SPETH, 2012, p. 1, tradução nossa). No entanto vários pesquisadores salientaram que, a previsão solar em uma grande área é mais exata que a previsão eólica.

Na Alemanha, geradores de energia elétrica têm que informar a produção prevista com um dia de antecedência. As informações fornecidas tem que ser cumpridas, mas em caso de variação, outras unidades de geração são utilizadas para equilibrar o sistema. Na perspectiva de custos, a partir de dados de março a outubro de 2010, verificou-se que devido a erros de previsão solar e eólica no mercado alemão, a produção de energia elétrica a partir dessas fontes foi de 2 GWh abaixo do previsto, resultando em um custo adicional de 2,20 euros por MWh gerado a partir de fontes eólicas e solares (SPETH, 2012, p. 1, tradução nossa).

A previsão de dados na Alemanha é feita por meio de sofisticados softwares e modelos meteorológicos a fim de determinar a velocidade dos ventos e a irradiância solar (SPETH, 2012, p. 2, tradução nossa). Mesmo com o aumento da qualidade nesses sistemas, há diferenças entre o previsto e a geração real a partir dessas fontes variáveis de energia.

A partir desta motivação, a presente dissertação propõe o uso da Teoria do Portfólio, uma ferramenta que é originalmente utilizada no setor financeiro com a finalidade de se reduzir os riscos nos investimentos através da combinação de dois ou mais investimentos. A teoria propõe que é possível obter os mesmos retornos as aplicações, com menos riscos quando se combinam esses investimentos. A Teoria do Portfólio será adaptada para a aplicação na previsibilidade solar e eólica.

1.2 Objetivos

Este estudo compromete-se, como objetivo geral, aplicar a Teoria do Portfólio para melhoramento da previsibilidade dos recursos solar e eólico: E como objetivos específicos:

- Descrever o comportamento de erros de previsão eólica e solar de técnicas já existentes.
- Aplicar a Teoria do Portfólio para o melhoramento da previsibilidade de recurso eólico e solar, bem como apresentar melhorias a essa adaptação.
- Definir o percentual de penetração de cada fonte em um sistema híbrido eólico solar levando-se em consideração um menor risco de erros de previsão de disponibilidade de recurso.
- Apresentar e caracterizar os resultados obtidos para a integração proporcional a ser definida pela Teoria do Portfólio.

1.3 Metodologia

A Teoria do Portfólio será adaptada para ser utilizada em termos de previsibilidade solar e eólica. Com isso pode-se achar uma fronteira eficiente onde a combinação solar e eólica faça com que os erros de previsibilidade sejam diminuídos. Contudo, será definida qual a porcentagem de cada fonte deve ser aplicada ao

sistema a fim de propor uma matriz alternativa mais fácil de ser prevista. A teoria do portfólio é pouco utilizada para aperfeiçoar a previsibilidade a nível mundial, portanto o presente trabalho constitui pesquisa pioneira a utilizar tal mecanismo a dados solares e eólicos coletados no Brasil.

Com o melhoramento da previsão, é possível contribuir para a confiabilidade do sistema em termos de minimizar a necessidade de outros geradores adicionais para balancear o sistema.

A presente pesquisa utiliza-se da integração de duas fontes de energia alternativas e intermitentes, solar e eólica, e apresenta uma contribuição para o melhoramento da previsibilidade a fim de se reduzir o risco de erros de previsão para tais fontes de energia. A pesquisa aplicará a teoria em dados solares e eólicos extraídos de uma estação meteorológica localizada na cidade de Maracanaú – CE, Brasil e nos estudos de previsibilidades, “Redes neurais artificiais para previsão de velocidade do vento: Estudo de caso para Maracanaú – CE”, autoria de Carneiro (2014) e “Caracterização e Previsão de Potencial Solar: Estudo de caso para Parnaíba (PI), Maracanaú (CE) e Petrolina (PE)”, autoria de Melo (2016), desenvolvidos pela Universidade Federal do Ceará – UFC através do programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

1.4 Organização dos capítulos

A dissertação está dividida em cinco capítulos, sendo eles: 1- Introdução, na qual é apresentada a necessidade de diversificação e complementação do sistema de produção de eletricidade devido ao aumento da demanda de energia. Com isso, há o surgimento de problemáticas relacionadas a implantação de fontes alternativas de energia devido ao seu caráter intermitente. Como contribuição para o melhoramento da previsibilidade de recursos intermitentes de energia, é sugerido a utilização da Teoria do Portfólio na aplicação de um cenário híbrido de recurso solar e eólico; 2- Teoria do portfólio e sua utilização no setor elétrico. Neste capítulo é apresentada a Teoria do Portfólio, utilizada no setor financeiro, bem como o levantamento bibliográfico da utilização da Teoria do Portfólio para o setor de produção de eletricidade; 3- Materiais e métodos. Neste capítulo são apresentados os métodos de coletas de dados, assim como é realizado a apresentação da adaptação da teoria do portfólio para o melhoramento da previsibilidade solar e eólica; 4- Integração eólica

solar. Neste capítulo são apresentados os levantamentos de erros de previsão solar e eólica, bem como os resultados do processamento da Teoria do Portfólio para definição do percentual de penetração de cada ativo, solar e eólico, no portfólio na perspectiva da previsibilidade; 5- Conclusões.

2 A TEORIA DO PORTFÓLIO E SUA UTILIZAÇÃO NO SETOR ELÉTRICO

A Teoria do Portfólio, ou teoria do portfólio moderno, é uma ferramenta utilizada no setor financeiro para que os riscos de perdas dos investimentos sejam diminuídos através da diversificação metodizada das aplicações dos investidores. Essa diversificação é obtida por meio da aplicação dos investimentos em dois ou mais ativos. A teoria propõe que quanto maior o número de ativos, menor será o risco diversificável, até um limite de saturação (SPETH, 2013, p. 1, tradução nossa).

Este capítulo apresenta a fundamentação original da Teoria do Portfólio, obtida por meio de pesquisas a trabalhos que apresentam esse mecanismo da maneira clássica, financeira, e adaptações desta, obtidas por meio de um levantamento bibliográfico de trabalhos que usam esse mecanismo para fins de planejamento e gerenciamento do fornecimento de eletricidade. Para isso, foram considerados trabalhos desenvolvidos a partir do ano 2000. A organização das seções deste capítulo apresenta a seguinte disposição: breve histórico; diversificação dos ativos; fronteiras eficientes; Teoria do Portfólio no setor de energia elétrica.

2.1 Breve histórico

Desenvolvida pelo norte americano Harry Max Markowitz no ano de 1952, a teoria tem por objetivo final metodizar a definição do percentual de penetração de cada ativo a fim de obter o gerenciamento de carteiras de investimentos, através da seleção de portfólios. No ano de 1954, Harry Markowitz concluiu seu doutorado e, posteriormente, no final desta mesma década, publicou um livro com o título de “Seleção do portfólio: Diversificação eficiente”, no qual através deste trabalho, explana toda a teoria da seleção das carteiras de investimento visando o maior retorno possível com o menor risco de perdas possível. Markowitz recebeu o prêmio de Ciências Econômicas em Memória de Alfred Nobel no ano de 1990 (KLEIN, DAZA; MEAD, 2013, p. 3, tradução nossa).

A teoria tem como princípio que entre ativos com um mesmo risco, o investidor/gestor optará por aquele que apresentar um retorno esperado mais elevado e aquele de risco menor quando os ativos apresentarem o mesmo retorno esperado. Estes são chamados de portfólios eficientes, pois maximizam os retornos esperados por níveis de riscos, determinando a melhor integração possível, e diminuindo,

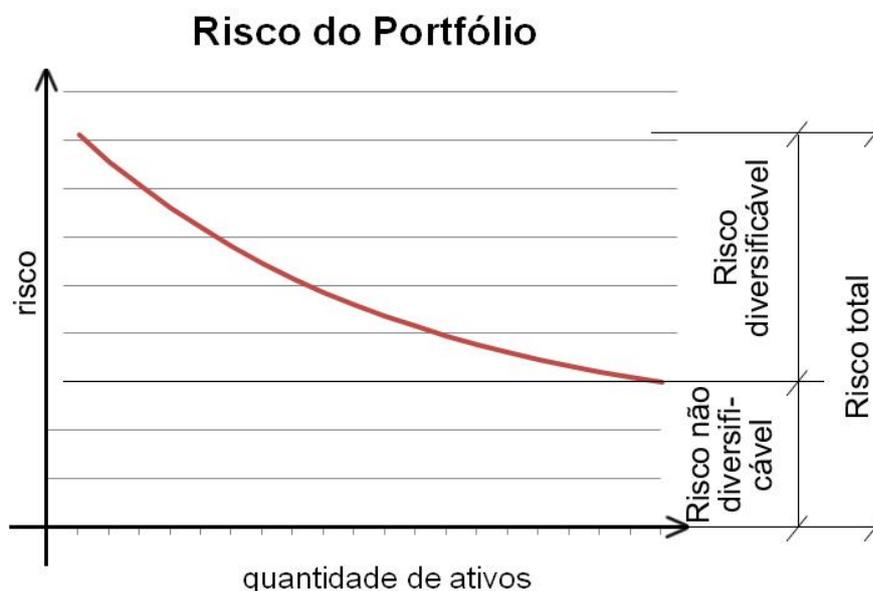
respectivamente, os riscos de perdas fundamentados na soma ponderada do risco dos mesmos ativos no que diz respeito às suas correlações.

É comum que os investidores diversifiquem suas aplicações a fim de redução de risco; então Markowitz propõe a integração de dois ativos financeiros correlacionados negativamente, obtendo como resultado a redução do risco do pacote de investimento mediante a uma possível complementação e também uma possível compensação entre si. Dessa forma, a teoria do Portfólio metodizou a escolha do percentual ideal de penetração de cada ativo no investimento total. Vale ressaltar que o efeito de diversificação deve ser gerado a partir da análise de dados obtidos através de coletas e estudo do comportamento dos ativos ao longo do tempo.

2.2 Diversificação dos ativos

Mediante o efeito da diversificação em relação aos riscos de investimentos apresentados na Figura 2.1, percebe-se que quanto maior a quantidade de ativos, menor será o risco diversificável. Desse modo, a melhor forma de atingir uma rentabilidade elevada com um risco menor, é diversificando os investimentos em todas as classes de ativos, em especial nas ações. Pode-se perceber também que o risco permanece presente mesmo com a implementação de vários ativos; nesse caso, este recebe o nome de risco não diversificável.

Figura 2.1 – Curva de efeito da diversificação.



Fonte: Adaptado de Speth (2013).

Na Tabela 2.1 é apresentado o efeito proporcionado pela diversificação através de um estudo do risco médio de investimentos relacionados com a quantidade de ativos de uma carteira, onde se busca o investimento em vários ativos para diminuição do risco diversificável. Observa-se uma taxa decrescente na redução dos riscos. Portanto, conforme apresentado anteriormente, a diversificação tende a alcançar um ponto onde não haverá mais diminuição dos riscos.

Tabela 2.1 – Evolução do risco mediante a diversificação.

Número de ações do Portfólio	Risco médio dos retornos anuais da carteira
2	37,36%
4	29,69%
6	26,64%
8	24,98%
10	23,93%
20	21,68%
30	20,87%
40	20,46%
50	20,20%
100	19,69%
200	19,42%
300	19,34%
400	19,29%
500	19,27%
1000	19,21%

Fonte: Adaptado de Caixe (2015).

O conceito de correlação dos ativos está fortemente ligado à eficiência das integrações. A correlação é uma medida de relação entre uma série de dados (GITMAN, 2004, p. 197). O Coeficiente de Correlação pode ter os seus valores variando de -1 a +1, isso significa que quando o coeficiente de correlação for igual a +1, as variáveis em estudo estão positivamente correlacionadas, ou seja, é uma correlação que não favorece a diversificação proposta pela teoria, já que essa característica faz com que não haja compensação de um ativo mediante uma possível perda do outro.

Por exemplo, no setor financeiro, se as ações de duas empresas estiverem fortemente ligadas através de um coeficiente de correlação positivo, isso significa que esses dois investimentos são incompatíveis para ocupar o mesmo portfólio, pois não haveria complementação conforme a proposta da Teoria do Portfólio, já que, se uma

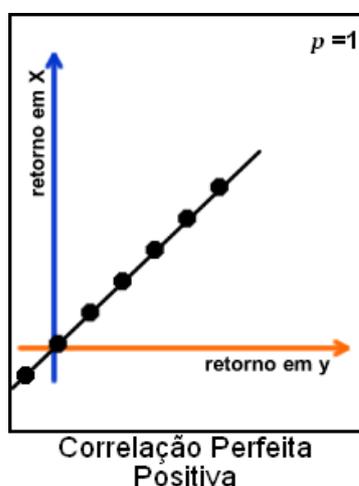
empresa gerasse prejuízos ao investidor devido às oscilações do mercado financeiro, a outra empresa provavelmente teria a mesma reação em relação às instabilidades.

Correlação explica o grau de relacionamento mostrado no comportamento de duas ou mais variáveis numa amostra estatística, sendo simples ou múltipla. Indica-nos de que maneira os ativos movem-se em conjunto (GITMAN, 2004, p. 198).

A característica ideal do coeficiente de correlação entre os ativos que a teoria necessita para ser aplicada é o menor valor possível, ou seja, -1, para que haja uma complementação quando um dos ativos gerar perdas ao investidor. Isso proporcionará uma ação de compensação entre os ativos. A oscilação dos valores comportamentais das variáveis é representada nas figuras 2.2, 2.3, 2.4, 2.5 e 2.6.

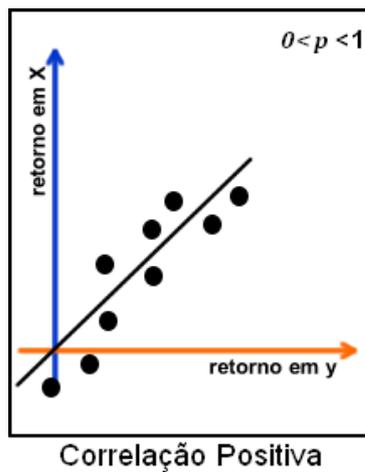
Os valores obtidos através da integração dos ativos x e y têm comportamentos diferentes para as diversas situações de coeficientes de correlação. Quando a correlação entre os ativos é positiva, perfeita ou não, no momento em que há elevação do valor de um dos dois ativos, o outro também apresenta uma elevação proporcional. Quando o coeficiente de correlação é nulo, não há correlação. Quando o coeficiente de correlação é negativo, perfeita ou não, no momento em que há elevação do valor de um dos dois ativos, o ativo complementar apresenta crescimento proporcional, porém, de sinal invertido. Essa característica apresenta-se como a compensação de valores através da integração.

Figura 2.2 – Correlação perfeita positiva.



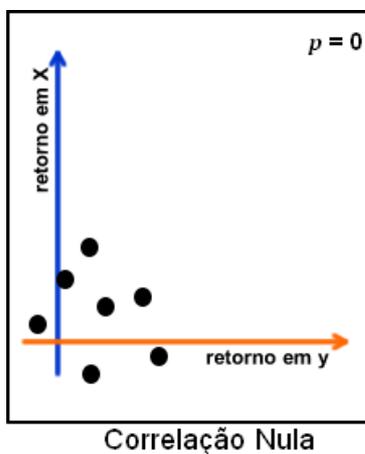
Fonte: Adaptado de Speth (2013).

Figura 2.3 – Correlação positiva.



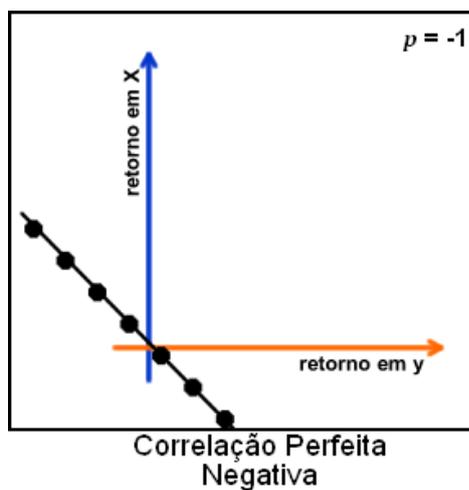
Fonte: Adaptado de Speth (2013).

Figura 2.4 – Correlação nula.



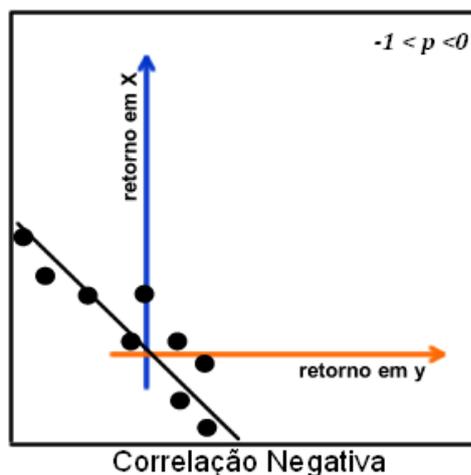
Fonte: Adaptado de Speth (2013).

Figura 2.5 – Correlação perfeita negativa.



Fonte: Adaptado de Speth (2013).

Figura 2.6 – Correlação negativa.



Fonte: Adaptado de Speth (2013).

A diversificação dos ativos de um investimento, medida pelo coeficiente de correlação, pode ser encontrada através da Equação (2.1), onde $\rho_{x,y}$ é o Coeficiente de Correlação entre os ativos x e y, $\text{Cov}(y, x)$ é a covariância entre os ativos x e y, σ_x é o desvio padrão do ativo x e σ_y é o desvio padrão do ativo y.

$$\rho_{x,y} = \frac{\text{Cov}(y, x)}{\sigma_x \cdot \sigma_y} \quad (2.1)$$

A Covariância entre os ativos x e y é determinada pela Equação (2.2), onde x_i são os valores do ativo x, \bar{x} é a média dos valores do ativo x, y_i são os valores do ativo y, \bar{y} é a média dos valores do ativo y e n é a quantidade de valores dos ativos.

$$\text{Cov}(y,x) = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}) \cdot (y_i - \bar{y})}{n} \quad (2.2)$$

O risco de um Portfólio pode ser determinado pelo cálculo da ferramenta estatística do desvio padrão, conhecendo-se a probabilidade de ocorrer determinado resultado. Desta forma, com dados históricos de rendimento de um ativo pode-se estimar as probabilidades de ocorrência de vários resultados.

O desvio padrão, ou seja, o risco que os resultados finais obtidos sejam diferentes do desejado, é determinado pela Equação (2.3), onde σ é o desvio padrão,

n é a quantidade de valores dos ativos, x_i são os valores do ativo x , \bar{x} é a média dos valores do ativo. A primeira contribuição da Teoria do Portfólio, proposta por Markowitz, é justamente mostrar que o risco de um portfólio depende também da covariância entre os retornos dos ativos (CAIXE, 2015, p. 54).

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \quad (2.3)$$

O risco de uma carteira não só é reflexo da volatilidade de cada ativo e de sua representatividade total na carteira, mas principalmente da maneira como seus componentes se relacionam entre si, ou seja, covariam. Portanto, define-se risco como o desvio padrão das variações de retorno de um ativo; quanto maior for o valor do desvio padrão, maior será o grau de dispersão absoluta dos valores ao redor da média.

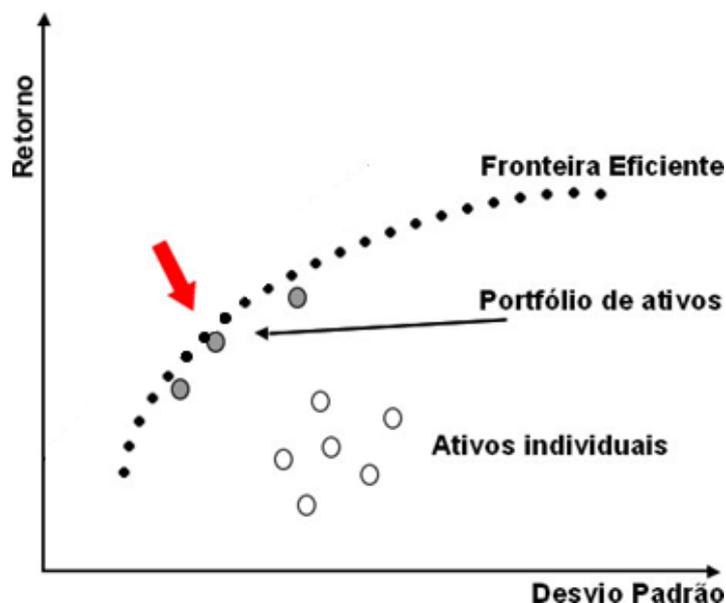
O desvio padrão, utilizado como forma de medição de risco, é encontrado na maioria dos trabalhos que utilizam a Teoria do Portfólio para gerenciamento e planejamento no setor de energia elétrica, em vários tipos distintos de retorno. Outra forma de medição do risco é o valor condicional de risco, utilizado em apenas 1 de 10 trabalhos obtidos pelo levantamento bibliográfico, apresentado neste capítulo nas páginas posteriores.

2.3 Fronteiras Eficientes

Para fim de definição do percentual de cada ativo, com o intuito de se reduzir os erros de previsão, é necessário a construção do gráfico de Fronteiras Eficientes. Esse limite são linhas formadas pelas diferentes proporções dos ativos envolvidos no portfólio e que representa graficamente a relação de que um determinado retorno promoverá um menor risco possível (SPETH, 2013, p. 7, tradução nossa).

O gráfico de fronteiras eficientes é representado na Figura 2.7. A percepção da porcentagem de cada ativo do portfólio será definida pela obtenção de um ponto de equilíbrio entre o retorno e o desvio padrão (risco do portfólio). A representação desse ponto pode ser observada através da indicação da seta vermelha.

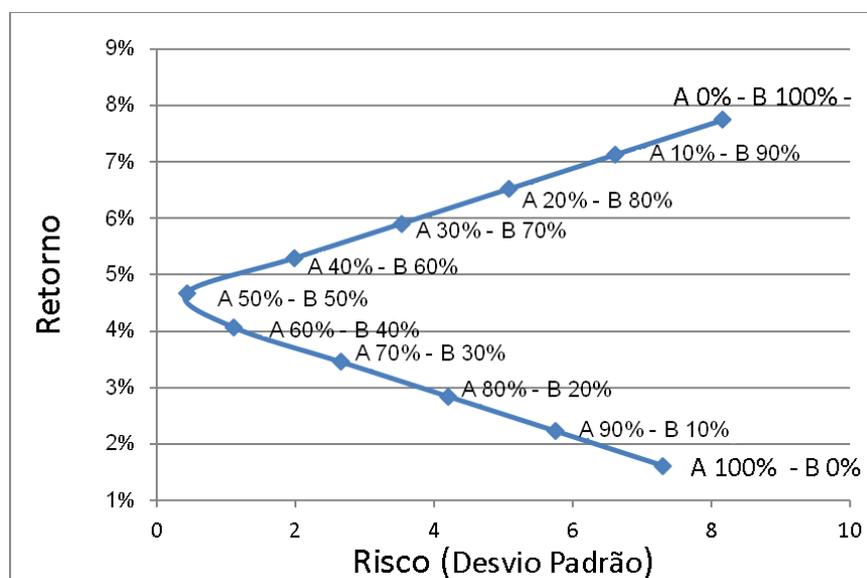
Figura 2.7 – Gráfico de fronteiras eficientes.



Fonte: Adaptada de (Speth, 2013).

Na figura 2.8 é apresentada uma situação hipotética da diversificação das aplicações através dos dois ativos, A e B, como forma de exemplo da curva de análise de retorno e risco (Fronteira Eficiente).

Figura 2.8 – Exemplo de curva de análise.



Fonte: Autor.

Observa-se que para o caso de investimento efetuado apenas em ações do tipo A, há obtenção de um retorno abaixo de 2%, com desvio padrão, ou seja, o risco, próximo a 7. Já para o caso de aplicação em 100% nas ações do tipo B, o retorno é bem maior, próximo a 8%, porém o risco é maior que na primeira situação, chegando a aproximadamente 8. Verifica-se que a medida em que as aplicações são diversificadas entre as duas ações o risco é diminuído. Nesse exemplo, o menor risco encontrado para 50% de aplicação em A e 50% de aplicação em B. Destaca-se que o investidor pode vir a escolher outros níveis de investimentos, diferentes de A 50% e B 50% para aumento do retorno, porém, através da fronteira eficiente, verifica-se que esse é o menor risco possível.

2.4 Teoria do Portfólio no setor de energia elétrica

Nas últimas décadas, tem-se encontrado diversas linhas de pesquisa sobre aplicações da Teoria do Portfólio no setor de planejamento energético, elaboração de políticas de segurança energética e análise de investimento em geração renovável, objetivando minimizar os riscos dos altos preços de energia elétrica no âmbito empresarial e da sociedade, bem como a otimização do planejamento e distribuição de eletricidade para os países da Europa, América do Norte, América do Sul e Central, além da Oceania. O primeiro trabalho científico a adaptar a Teoria do Portfólio para a previsibilidade de fontes de energia intermitentes, tais como a solar fotovoltaica e eólica, foi publicado em 2012, pela pesquisadora alemã Valerie Speth. (SPETH, 2012, p. 1, tradução nossa).

Na Tabela 2.2 são mostrados os trabalhos que foram encontrados no mundo sobre a utilização da Teoria do Portfólio para definição do percentual de cada ativo na produção de eletricidade através das fontes eólica e/ou solar. Em negrito, como forma de destaque, está o trabalho de Speth (2013) que mais assemelha-se ao desenvolvido por esta dissertação. Os demais trabalhos encontrados utilizam-se da adaptação da Teoria do Portfólio para definições dos percentuais de cada ativo do portfólio sobre outras perspectivas que não a previsibilidade. As perspectivas podem ser vistas através da coluna "Retorno". (SPETH, 2013, p. 28, tradução nossa).

Tabela 2.2 – Revisão de Literatura sobre a adaptação da Teoria do Portfólio para fontes de energia eólica e/ou solar.

Autor	Aplicação	Risco	Retorno	Geraçã o Eólica	Geração Solar
Speth, V., 2013	Estudo de Caso Alemão	Desvio Padrão	Previsibilidade e Custo Nivelado de Energia	Sim	Sim
Tola, M., 2015	Geração de portfólio Albanês	Desvio Padrão	Custo Nivelado de Energia	Sim	Sim
ShahNazari <i>et al.</i> , 2015	Parque Eólico Australiano	Valor condicional de risco	Taxa interna de retorno	Sim	Não
Cucchiella; Gastaldi; Trosini, 2015	Geração de portfólio Italiano	Desvio Padrão	Produção de energia por capacidade instalada	Sim	Sim
Cunha e Ferreira, 2014	Geração de Portfolio Português	Desvio Padrão	Produção de Energia por capacidade instalada	Sim	Sim
Roques; Hiroux e Saguan, 2009	Geração de portfólio Europeu	Desvio Padrão	Produção de Energia por capacidade instalada	Sim	Não
Jansen; Beurskens; e Tilburg, 2006	Geração de portfólio Holandês	Desvio Padrão	Custo nivelado de energia	Sim	Sim
Krey e Zweifel, 2006	Geração de portfólio Suíço e Americano	Desvio Padrão	Custo Nivelado de Energia	Sim	Sim
Awerbuch e Berger, 2003	Geração de portfólio Europeu	Desvio Padrão	Custo nivelado de energia	Sim	Não

Fonte: Elaborada pelo autor.

Em momento inicial, o levantamento bibliográfico da presente dissertação baseou-se em investigar trabalhos onde houve aplicação da Teoria do Portfólio para redução de erros de previsibilidade de dados referentes a fontes alternativas/intermitentes de energia, visando a diminuição de custos dos ativos

através da diversificação dos portfólios de geração energética oriunda da integração de diversas fontes. Assim, foram identificados apenas dois trabalhos: de Speth (2012), sendo uma tese de doutorado e um artigo proveniente desta. O Título do trabalho realizado por Speth (2013), é, “Diversificação do Portfólio Eólico e Solar. Uma análise exploratória para a Alemanha 2010-2012”.

Em momento posterior à constatação de que a adaptação da Teoria do Portfolio para melhoramento da previsibilidade de recursos alternativos de energia é um tema com poucos trabalhos desenvolvidos, e buscando uma melhor compreensão da teoria e das possíveis outras adaptações ao setor de produção de eletricidade, a pesquisa bibliográfica da presente dissertação utiliza-se de fontes a partir do ano de 2000, onde foram aplicados, na geração solar fotovoltaica e/ou geração eólica, a adaptação da teoria em estudo para os mais diversos fins, tais como, a teoria aplicada para fins de melhoramento e gerenciamento da taxa interna de retorno, produção de energia por capacidade instalada, custo nivelado de energia. Constatou-se também que para o período supracitado, as primeiras utilizações da teoria no planejamento de eletricidade foram publicadas por Awerbuch e Berger (2003). (AWERBUCH; BERGER, 2003, p. 4, tradução nossa).

Portanto, através da pesquisa realizada, averiguou-se que a aplicação da adaptação da Teoria do Portfólio para melhoramento da previsibilidade dos recursos solar e eólico no cenário brasileiro, precisamente em Maracanaú-CE, é o segundo trabalho no mundo a dar ênfase a essa metodologia onde é feito a adaptação da Teoria do Portfólio e o primeiro trabalho a processar dados de um país com clima tropical.

2.4.1 Speth (2013)

Speth (2013) investiga os desafios de uma integração de portfólios solar e eólico através da adaptação da Teoria do Portfólio para a previsibilidade e também para custo nivelado de energia dessas fontes intermitentes, utilizando dados medidos e de previsão em três anos, de 2010 a 2012, na Alemanha, com o intuito de apresentar uma solução para a otimização da capacidade de geração de eletricidade desta integralização renovável, por meio da construção de situações ótimas de portfólios solares e eólicos.

As situações ótimas de portfólios solar e eólico provocam melhoras na capacidade de balanceamento energético e maximizam a capacidade de previsibilidade de disponibilidade de recurso através da diversificação das fontes de energia, como consequência, a antevisão das necessidades de complementação na geração de eletricidade. Atendendo a essa condição, a capacidade de geração de energia do portfólio solar eólico será máxima e o Custo Nivelado de Energia (LCOE - *Levelized Cost of Energy*) do sistema elétrico diversificável será baixo.

O Custo Nivelado de Energia (LCOE) é uma taxa que calcula todos os custos esperados ao longo da vida útil de uma usina, incluindo a construção, financiamento, combustível, custo de manutenção e operação, bem como impostos, seguros e incentivos. Visando determinar a viabilidade da usina, o valor total é dividido pela energia a ser produzida durante a vida útil do sistema (ROMEIRO; ALMEIDA; LOSEKANN, 2015, p. 2).

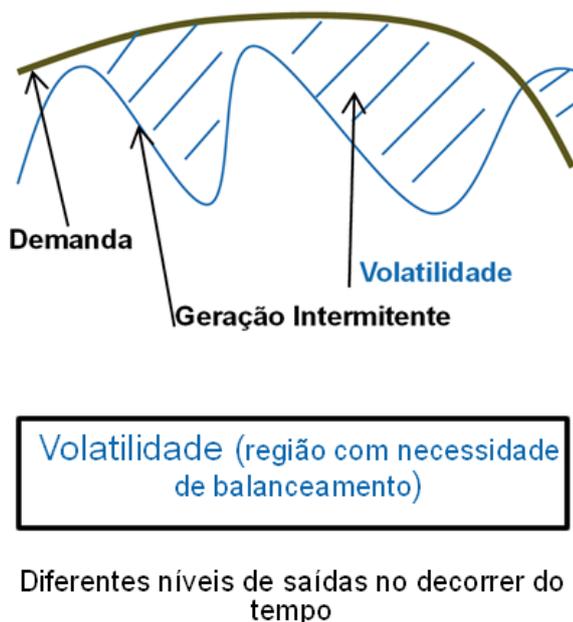
Com o intuito de garantir a segurança energética alemã e o equilíbrio dos sistemas de geração de eletricidade a médio e longo prazos, estudou-se a volatilidade da geração solar fotovoltaica e eólica, que pode ser definida como a diferença entre a energia elétrica produzida medida e a demanda de eletricidade. A necessidade de flexibilidade de geradores que equilibram o sistema no médio prazo é determinada com base na frequência e na magnitude da volatilidade (IEA, 2011, p. 41).

Diante dos riscos de investimentos na produção de energia elétrica por meio de fontes alternativas/intermitentes no cenário alemão, investidores locais decidiram calcular o risco de perdas financeiras dos ativos através do percentual de volatilidade das tecnologias renováveis, uma vez que quanto maior for a volatilidade de uma determinada geração maior será a intensidade e frequência das oscilações dos preços do ativo.

O nível de volatilidade causada pelo não controle absoluto da produção de eletricidade a partir de fontes alternativas de energia, aumenta a necessidade de complementação da produção com outras fontes fornecedoras de energia elétrica ao sistema.

Na figura 2.9 é apresentada a área de volatilidade de um sistema elétrico composto por fontes de energias renováveis de geração intermitente, que pode ser encontrado através da diferença entre a geração intermitente e a demanda de energia elétrica.

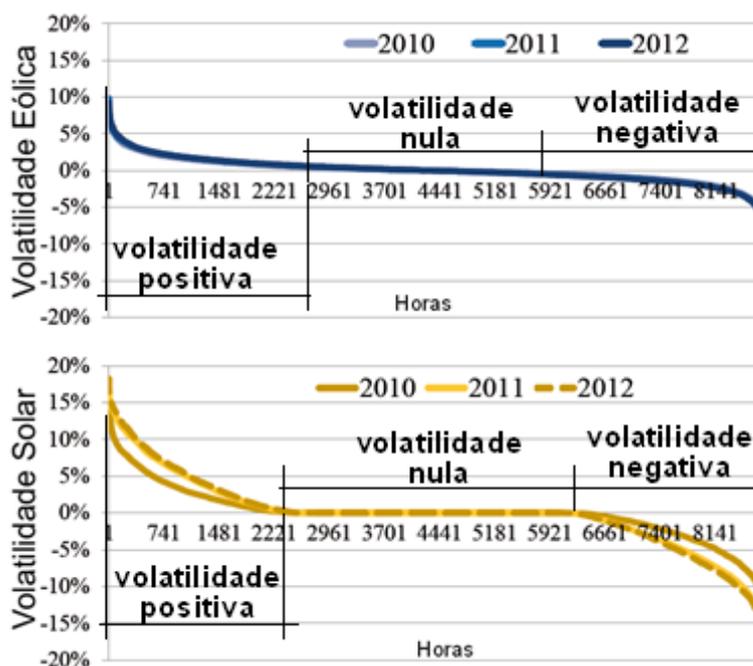
Figura 2.9 – Volatilidade.



Fonte: Adaptado de Speth (2013).

A volatilidade de geração solar fotovoltaica e eólica na Alemanha, nos anos de 2010 a 2012, pode ser visualizada através da Figura 2.10. (SPETH, 2013, p. 51, tradução nossa).

Figura 2.10 – Volatilidade da geração solar fotovoltaica e eólica na Alemanha.



Fonte: Adaptado de Speth (2013).

Na Figura 2.10, o eixo x representa o número de horas no ano, a volatilidade positiva significa que a geração de eletricidade a partir das fontes de energia em estudo, injetaram mais energia que o necessário para atendimento da demanda, quando a volatilidade é negativa, isso significa que foi injetado menos energia do que o necessário na rede elétrica

Dessa maneira, investigou-se o percentual de volatilidade por capacidade instalada da geração solar fotovoltaica e eólica objetivando otimizar a eficiência da capacidade de geração de eletricidade do portfólio renovável e conhecer as reais perdas de produtividade energética dos retornos esperados dos ativos em diferentes horas do ano.

Para a energia eólica, obteve-se em um ano, em torno de 2.961 horas de volatilidade positiva, ou seja, produção de eletricidade maior do que a demanda, 2.839 horas de volatilidade negativa e 2960 horas com volatilidade próxima a 0%. As características dos três anos são similares e se sobrepõem no gráfico.

Para a energia solar, obteve-se em um ano, em torno de 2.221 horas de volatilidade positiva, 2.099 horas de volatilidade negativa e 4.440 com volatilidade próxima a 0%. As características dos três anos são similares e se sobrepõem no gráfico, porém, o ano de 2010 tem reduções entre os valores de volatilidade na zona positiva e negativa do gráfico.

Através da análise percentual de volatilidade das tecnologias renováveis por capacidade instalada, pôde-se concluir que a geração solar fotovoltaica apresenta maiores taxas de volatilidade, mesmo com menos horas de volatilidade positiva e negativa, e conseqüentemente maiores perdas de rendimento energético, enquanto a geração eólica expressa valores intermediários, indicando curvas de volatilidade com características iguais de 2010 a 2012 em diferentes horas do ano, variando de +10 a -10%.

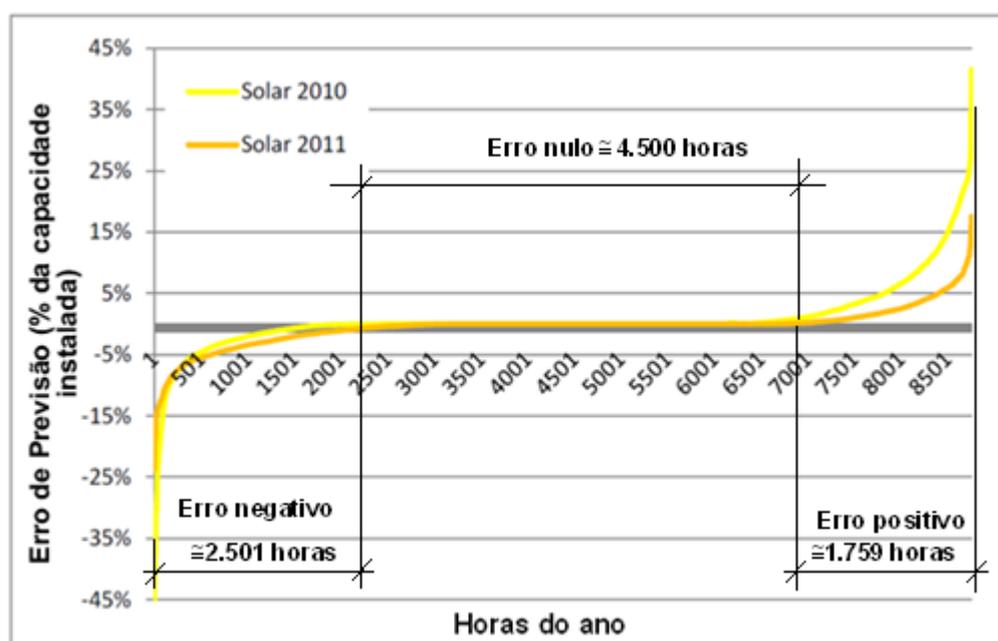
Tendo em vista a otimização da capacidade de geração solar fotovoltaica e eólica no cenário alemão, bem como o fornecimento de dados de previsão de irradiância solar e velocidade dos ventos com um dia de antecedência para investidores locais e companhias de energia elétrica, almejando suprir a capacidade de produção de eletricidade demandada pelo setor empresarial e residencial do país, analisou-se a eficiência e a confiabilidade do potencial de previsibilidade das tecnologias renováveis em larga escala para determinar um limite ótimo de

investimento, onde os riscos de perdas de rendimento energético fossem mínimos e os retornos esperados do portfólio renovável máximos.

A análise utilizou dados alemães de previsão e geração de energia solar e eólica. Esses dados foram extraídos da Plataforma de Transparência Europeia fornecidos por quatro operadoras da rede alemã. A capacidade instalada total varia de acordo com a fonte de dados.

As horas e os percentuais de erros de previsibilidade nos anos de 2010 e 2011, para recurso solar e recurso eólico, com diferentes níveis de afastamento da previsão ideal, ou seja, 0% de erro de previsão, são apresentados nas Figuras 2.11 e 2.12. (SPETH, 2012, p. 3, tradução nossa).

Figura 2.11 – Percentual de erros de previsão da geração solar fotovoltaica em 2010 e 2011 na Alemanha.



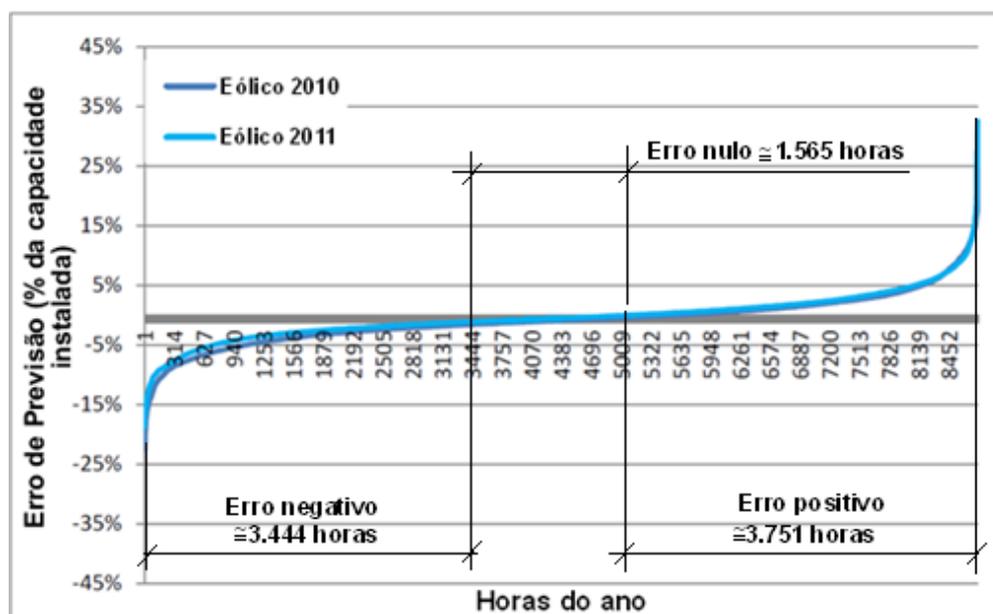
Fonte: Adaptado de Speth (2012).

Na Figura 2.11, o eixo x representa o número de horas no ano, os erros de previsão negativos significam que as previsões de disponibilidade de recurso solar, consequentemente a produção de eletricidade a partir do sol, foram subestimadas, quando o erro de previsão é positivo, isso significa que houve uma superestimação de disponibilidade de recurso solar para produção de eletricidade.

Ao todo, aproximadamente, 2.501 horas do ano, para o ano de 2010 e 2011 obtiveram subestimação de disponibilidade de recurso solar. Para os dois anos, 2010

e 2011, 1.709 horas obtiveram superestimação de disponibilidade de recurso solar. Com isso, conclui-se que para os anos de 2010 e 2011 4.550 horas obtiveram erro de 0% ou próximo (-1% a 1%). (SPETH, 2012, p. 3, tradução nossa).

Figura 2.12 – Percentual de erros de previsão da geração eólica em 2010 e 2011 na Alemanha.



Fonte: Adaptado de Speth (2012).

Ao todo, aproximadamente, 3.444 horas do ano, para 2010 e 2011, obtiveram subestimação de disponibilidade de recurso eólico. Para os dois anos, 2010 e 2011, 3.751 horas obtiveram superestimação de disponibilidade de recurso eólico. Com isso, conclui-se que 1.565 horas obtiveram erro de 0% ou próximo (-1% a 1%), o que é menos da metade de horas dentro da mesma faixa se comparado ao recurso solar.

Os erros de previsão solar e eólica são computados de hora em hora com uma comparação dos dados de previsão e os dados de geração real. Os dados são normalizados por ano para cada tecnologia, a fim de calcular os erros de previsão de hora em hora, como percentual da capacidade instalada. Dessa maneira, verificou-se o percentual médio dos erros de previsão da geração solar fotovoltaica e eólica por capacidade instalada nos anos 2010 e 2011.

O registro alemão de usinas publicado pela Energymap foi utilizado por Speth para determinar a capacidade instalada em meados do ano. Para a energia

eólica 27,209 MW em 2010 e 28,739 MW em 2011 foram registrados. Para a instalação de energia solar em 2010 temos 16,536 MW e 21,896 MW em 2011. No mercado alemão as usinas eólicas assim como as usinas solares estão espalhadas por todo o país criando um efeito de suavização sobre os erros de previsão. Como o trabalho utilizou a capacidade total instalada na Alemanha, os erros de previsão em um único parque eólico ou solar podem ser maiores que o observado pelo estudo.

Diante da análise percentual dos erros de previsão no portfólio eficiente por capacidade instalada dos ativos, pôde-se concluir que em 63% das horas dos anos, os erros de previsão da geração solar fotovoltaica oscilaram entre -1 e + 1%. Por outro lado, apenas 25% da previsão de energia eólica está dentro dessa faixa.

A Tabela 2.3 evidencia o coeficiente de correlação entre as tecnologias de geração renovável, como um mecanismo facilitador da análise da integração das fontes eólica e solar. (SPETH, 2012, p. 3, tradução nossa).

Tabela 2.3 – Combinação ideal da geração solar fotovoltaica e eólica.

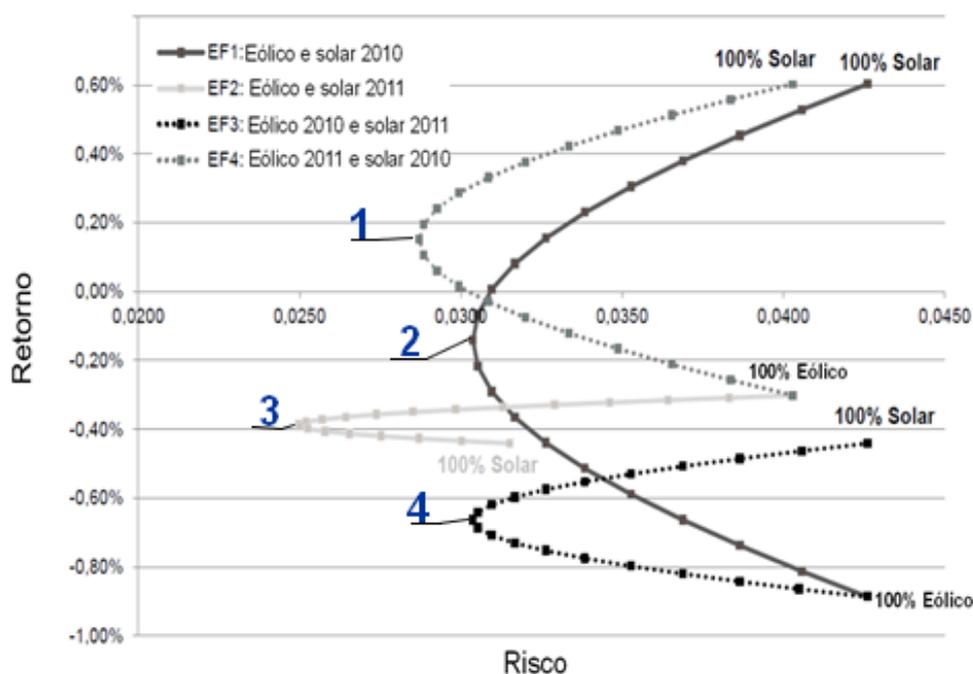
	E 2010	E 2011	S 2010	S 2011
Média de risco diversificável	-0,89	-0,30	0,60	-0,44
Desvio padrão	4,26	4,03	4,69	3,15
Coeficiente de correlação	-	-	-	-
Eólica 2010	1,000	-	0,0164	-0,0202
Eólica 2011		1,000	0,0156	0,0101
Solar 2010			1,000	
Solar 2011				1,000

Fonte: Adaptado de Speth (2012).

Para análise dos erros de previsão de disponibilidade dos recursos alternativos de energia e definição da porcentagem ideal de penetração de cada uma das fontes solar e eólica utilizadas na produção de eletricidade, levando-se em consideração os dados alemães, foram traçados os gráficos de fronteiras eficientes com quatro combinações, são elas: eólico e solar 2010; eólico e solar 2011; eólico 2010 e solar 2011; eólico 2011 e solar 2010.

Os gráficos de fronteiras eficientes utilizados para a definição do percentual de cada ativo são apresentados na Figura 2.13. (SPETH, 2012, p. 4, tradução nossa).

Figura 2.13 – Fronteiras Eficientes do estudo de caso alemão.



Fonte: Adaptado de Speth (2012).

Os resultados mostram que a proporção de energia eólica dentro de uma carteira otimizada para a combinação solar e eólica na combinação de dados históricos de 2011 é de 38% de energia eólica e 62% de energia solar (Ponto 3). Nas outras três fronteiras eficientes são 50% para cada uma das duas fontes (Pontos 1, 2 e 4).

A análise mostrou que em relação às previsibilidades das 4 combinações, uma elevada percentagem de energia solar, entre 50% - 62%, pode ser benéfica para diminuir os erros de previsão, resultando na possível redução de necessidades de balanceamento do sistema elétrico. Considerando que a energia solar obteve menos erros de previsão durante mais horas, especialmente com a qualidade das previsões em 2011, os resultados apontam para a dificuldade de previsão de energia eólica.

2.4.2 Awerbuch e Berger (2003)

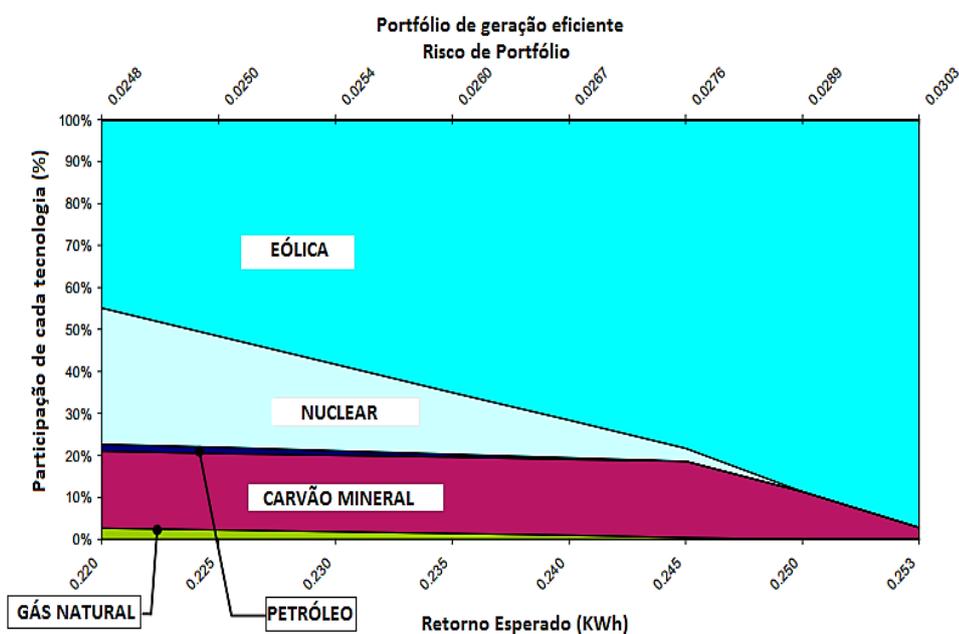
Shimon Awerbuch e Martin Berger (2003) buscam integrar ativos de geração de energia elétrica, tais como eólica, nuclear e combustíveis fósseis, em portfólios eficientes, visando minimizar os riscos de investimentos dos ativos e otimizar o planejamento da geração e distribuição de eletricidade dos países da União

Europeia. Utiliza-se também a integração proposta pela Teoria do Portfólio para a segurança energética e a sustentabilidade dos recursos energéticos no cenário europeu por um considerável período de tempo, almejando diminuir os altos preços de energia elétrica no âmbito social.

Outrossim, sugere uma nova forma de organização e desenvolvimento de políticas de segurança energética para universidades e institutos de pesquisa e extensão tecnológica que trabalham na área de diversificação e sustentabilidade energética, através da seleção de portfólios eficientes de produção de eletricidade, misturando-se ativos de geração de energia elétrica renovável e tradicional.

Mediante a análise dos ativos de geração renovável e convencional, determinou-se um portfólio de geração sustentável, definindo a participação ideal de cada uma das tecnologias de produção de eletricidade na matriz energética europeia. O portfólio de geração eficiente, bem como o percentual médio da integração dos ativos de produção de eletricidade no cenário europeu são apresentados na Figura 2.14, onde verifica-se que o menor risco encontrado é o de 0,0248, para aproximados 2% de gás natural, 18% de carvão mineral, 2% de petróleo, 23% de nuclear e 65% de energia eólica (AWERBUCH; BERGER, 2003, p. 67, tradução nossa).

Figura 2.14 – Portfólio eficiente de geração de eletricidade.

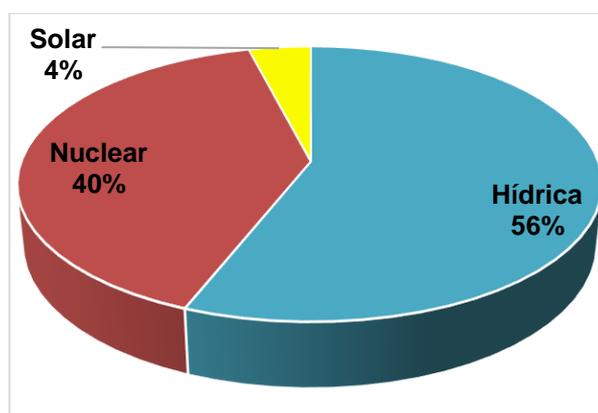


Fonte: Adaptado de Awerbuch e Berger (2003).

2.4.3 Krey e Zweifel (2006)

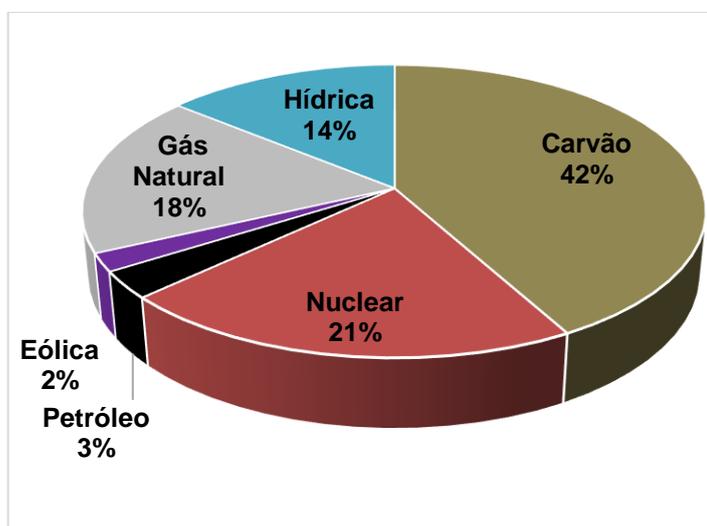
Krey e Zweifel (2006) utilizam os princípios da Teoria do Portfólio para selecionar ativos ideais de geração renovável, tais como a eólica, solar fotovoltaica e hídrica, em portfólios eficientes, para minimizar os riscos de investimentos e maximizar os retornos esperados dos ativos, com o intuito de otimizar a capacidade de produção de energia elétrica no cenário sueco-americano. A matriz energética da Suíça e dos Estados Unidos no ano de 2006 são apresentadas nas Figuras 2.15 e 2.16. (KREY; ZWEIFEL, 2006, p. 13, tradução nossa).

Figura 2.15 – Matriz energética da Suíça.



Fonte: Adaptado de Krey e Zweifel (2006).

Figura 2.16 – Matriz energética dos Estados Unidos.



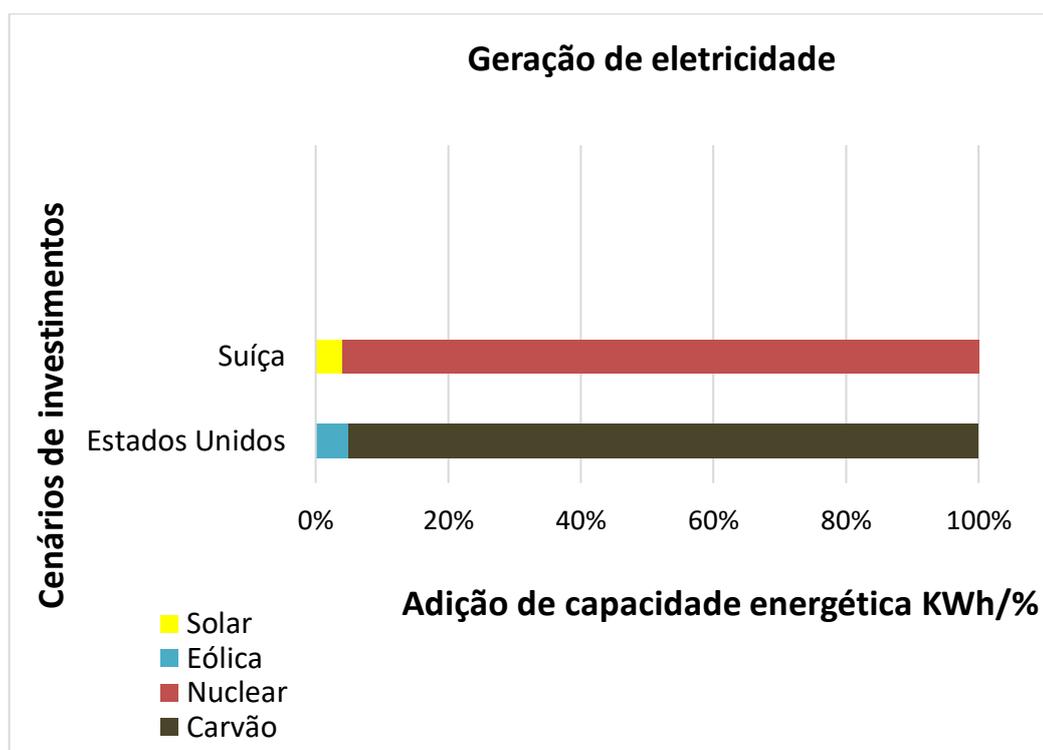
Fonte: Adaptado de Krey e Zweifel (2006).

Analisou-se o comportamento dos ativos de geração renováveis em diversas integrações de produção de eletricidade, contendo as fontes convencionais de energia da Suíça e dos Estados Unidos, tais como o petróleo, gás natural, nuclear e o carvão mineral, para determinar portfólios eficientes ideias de investimentos, com riscos de perdas mínimos e maior retorno esperado possível.

Alicerçados na análise comportamental dos ativos de geração renovável em portfólios eficientes, bem como no cenário de políticas climáticas da Suíça e dos Estados Unidos, conclui-se que a geração solar fotovoltaica é mais viável para a Suíça, haja vista que o país apresenta uma maior incidência de irradiância solar ao longo do ano.

Em contrapartida, a geração eólica é mais viável aos Estados Unidos devido a melhor adaptação às variabilidades climáticas dos EUA, evidenciando altos valores de rendimento energético. A combinação ideal de capacidade energética das tecnologias tradicionais e renováveis de geração de eletricidade é apresentada na Figura 2.17. (KREY; ZWEIFEL, 2006, p. 23, tradução nossa).

Figura 2.17 – Combinação ideal de capacidade energética.



Fonte: Adaptado de Krey e Zweifel (2006).

Diante da análise de integração de ativos convencionais e renováveis de geração de eletricidade, pôde-se concluir que a combinação ideal de capacidade energética seria, 96% de nuclear e 4% de solar fotovoltaica para a Suíça, bem como 95% de carvão mineral e 5% de eólica para os EUA.

Dessa forma, verificou-se a matriz energética da Suíça e dos Estados Unidos para conhecer as fontes de energia predominantes na geração de eletricidade e as tecnologias que podem ser otimizadas para diversificar e ampliar a capacidade de produção de energia elétrica nos respectivos países.

2.4.4 Jansen, Beurskens e Tilburg (2006)

Jansen, Beurskens e Tilburg (2006) investigaram a eficiência de tecnologias de geração renovável e ativos convencionais de produção de energia elétrica, através da seleção de portfólios eficientes, objetivando otimizar a capacidade de geração de eletricidade, diminuir os riscos de perdas de investimento dos ativos e diversificar a matriz energética holandesa, almejando determinar a viabilidade econômica dos ativos renováveis, bem como encontrar portfólios eficientes de produção de energia com o menor risco diversificável e maior retorno esperado possível.

Analisou-se o potencial de produção de eletricidade de diferentes combinações a partir de vários ativos renováveis, tais como a geração eólica, solar fotovoltaica e biomassa, em conjunto com as fontes de energia tradicionais da Holanda, como o petróleo, o carvão e o gás natural, em diferentes portfólios eficientes, com o intuito de determinar um cenário ideal de diversificação energética sustentável que pudesse ser explorado até o ano de 2030 no âmbito das variabilidades climáticas do território holandês.

Uma estimativa do potencial de geração de eletricidade das fontes de energia envolvidas no portfólio eficiente em dois cenários ideais de investimento na Holanda é fornecida pela Tabela 2.4, apresentando um limite mínimo e máximo de rendimento energético. (JANSEN; BEURSKENS; TILBURG, 2006, p. 40, tradução nossa)

Tabela 2.4 – Cenários ideais de diversificação energética até 2030.

Tecnologias	Cenário 1		Cenário 2	
	Limite mínimo (TWh)	Limite máximo (TWh)	Limite mínimo (TWh)	Limite máximo (TWh)
Gás Natural	35,3	96,1	11,4	46,8
Petróleo	71,3	72,9	31,1	32,8
Carvão	0,0	83,3	0,0	55,7
Nuclear	0,0	0,0	1,1	1,1
Eólica	0,0	38,4	0,0	16,8
Biomassa	0,0	20,1	0,0	8,8
Solar	0,0	3,4	0,0	1,5

Fonte: Adaptado de Jansen, Beurskens e Tilburg (2006).

2.4.5 Roques, Hiroux e Saguan (2009)

Roques, Hiroux e Saguan (2009) aplicaram os princípios da Teoria do Portfólio para avaliar o potencial de geração eólica na Espanha, Alemanha, Áustria, Dinamarca e França, no intuito de selecionar portfólios eficientes de geração de eletricidade em termos de capacidade instalada e pico de demanda, almejando minimizar os riscos de perdas de rendimento energético das tecnologias renováveis e otimizar a produção de energia elétrica no cenário europeu. O desenvolvimento da capacidade instalada de energia eólica instalada de 2001 a 2007 para os países em estudo é apresentado na Tabela 2.5 (ROQUES; HIROUX e SAGUAN, 2009, p.2).

Tabela 2.5 – Evolução de capacidade eólica instalada de 2001 a 2007 (MW).

Países	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Áustria	94	140	415	606	819	965	982
Dinamarca	2.489	2.889	3.116	3.118	3.128	3.136	3.125
França	93	148	257	390	757	1.567	2.454
Alemanha	8.754	11.994	14.609	16.629	18.415	20.622	22.247
Espanha	3.337	4.825	6.203	8.264	10.028	11.623	15.145

Fonte: Adaptado de Roques, Hiroux e Saguan (2009).

Foram estudadas as fronteiras eficientes para combinação de dois portfólios e seus respectivos riscos, buscando encontrar o portfólio mais eficiente para a geração eólica nos países europeus estudados. Desse modo, foi possível maximizar a contribuição da geração eólica para a confiabilidade do sistema elétrico para os países europeus em estudo.

Neste caso, foi limitado o estudo com dados de potência correspondentes ao pico de demanda em horas em relação à capacidade de geração eólica. Em seguida, construíram-se portfólios que maximizam a produção de energia eólica por unidade de capacidade instalada (fator de capacidade) e que minimizavam a variância nos horários de pico dos locais em estudo.

Há uma grande diferença no recurso eólico utilizado em todos os países europeus, e a correlação entre a geração elétrica a partir do vento diminui com a distância entre dois parques eólicos, de modo que deve haver benefícios nas políticas de implantação coordenada entre os países europeus de forma a incentivar o investimento em localizações geográficas com boas propriedades de disponibilidade eólica a partir de uma perspectiva do sistema.

Os modelos de planejamento de investimento convencionais, aplicados para a definição de investimento de implantação de novos parques de produção de eletricidade, não têm a capacidade de representar a natureza intermitente de geração a partir das energias alternativas. Consequentemente, não apresentam os reais impactos financeiros provocados pela oscilação da geração de eletricidade proveniente dessas fontes.

2.4.6 Cunha e Ferreira (2014)

Cunha e Ferreira (2014) apresentaram um modelo de geração de eletricidade desenvolvido através da Teoria do Portfólio onde é determinada a seleção das combinações eficientes de três fontes de energia renovável, tais como hídrica, eólica e solar fotovoltaica, correlacionadas em um portfólio de ativos no cenário português a partir de uma análise de dados medidos e dos impactos dessas fontes no sistema elétrico no território lusitano.

Com o intuito de minimizar o uso de combustíveis fósseis e diminuir as emissões de gases poluentes na atmosfera, tornou-se imprescindível a elaboração de medidas que pudessem maximizar a capacidade de geração de energia elétrica por

meio de fontes renováveis, bem como diversificar a matriz energética no cenário europeu.

Visando otimizar a capacidade de produção de eletricidade no cenário português, utilizou-se os princípios da Teoria do Portfólio Moderno para encontrar um limite ideal de investimento, onde os riscos de perdas sejam mínimos e os retornos esperados sejam máximos, buscando encontrar a taxa máxima de retorno de cada ativo para um dado nível de risco. A taxa máxima de retorno pode ser determinada pela Equação 3.2, onde $Max E(R_p)$ é taxa máxima de retorno esperado, ω_i é o portfólio eficiente do ativo i e $E(r_i)$ é a taxa de retorno esperado para o ativo i . (CUNHA; FERREIRA, 2014, p. 19, tradução nossa).

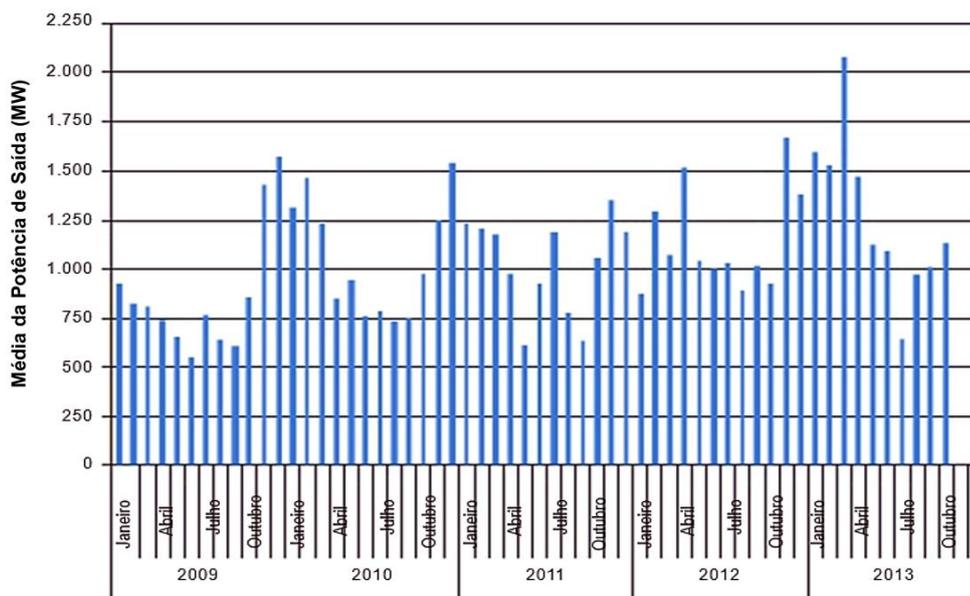
$$Max E(R_p) = \sum_{i=1}^{i=N} \omega_i E(r_i) \quad 2.5$$

Com o intuito de descobrir a sazonalidade diária e anual das fontes de energia renovável, bem como a capacidade de geração das mesmas, em meio a riscos de investimentos e oscilações climáticas, foi analisada a potência de saída das tecnologias renováveis supracitadas para cada 15 minutos, em um período de tempo compreendido de 01 de janeiro de 2009 a 31 de outubro de 2013 no cenário elétrico português.

A análise das potências médias de saída de cada tecnologia renovável, tornou possível determinar o comportamento dos ativos do portfólio eficiente ao longo de um ano e as suas instabilidades, bem como prescrever a geração mais compatível e/ou combinação de fontes de geração mais eficazes na produção de eletricidade para o cenário português.

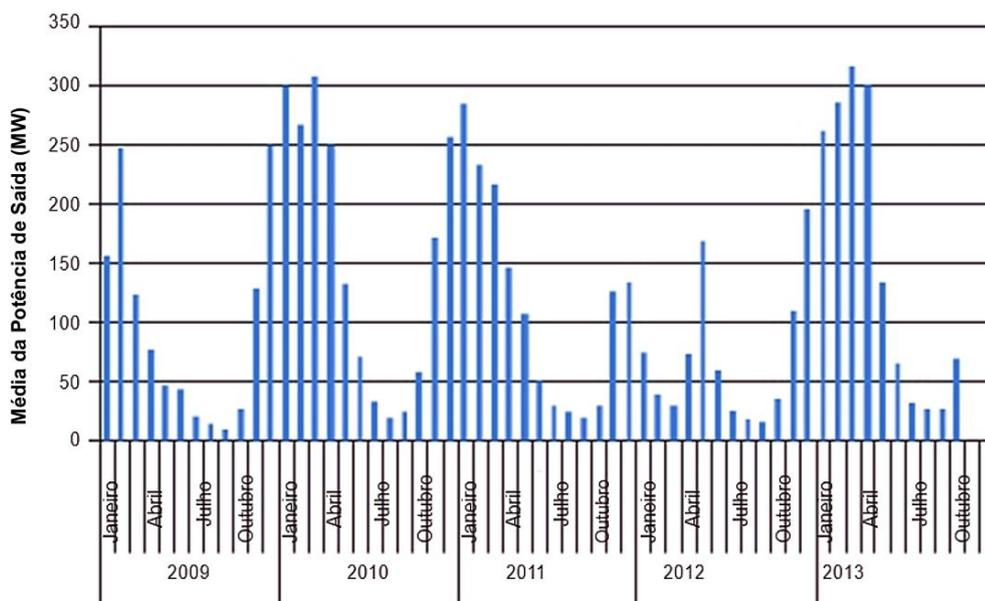
O comportamento da potência do sistema elétrico renovável composto pelos recursos eólico, solar fotovoltaico e hidráulico do período de janeiro de 2009 a outubro de 2013, expressando as variabilidades na produção de eletricidade, bem como os meses de maior disponibilidade energética para cada fonte, são apresentados nas figuras 2.18, 2.19 e 2.20. (CUNHA; FERREIRA, 2014, p. 23, tradução nossa).

Figura 2.18 – Potência média de saída (MW) da geração eolielétrica para o período de janeiro de 2009 a outubro de 2013.



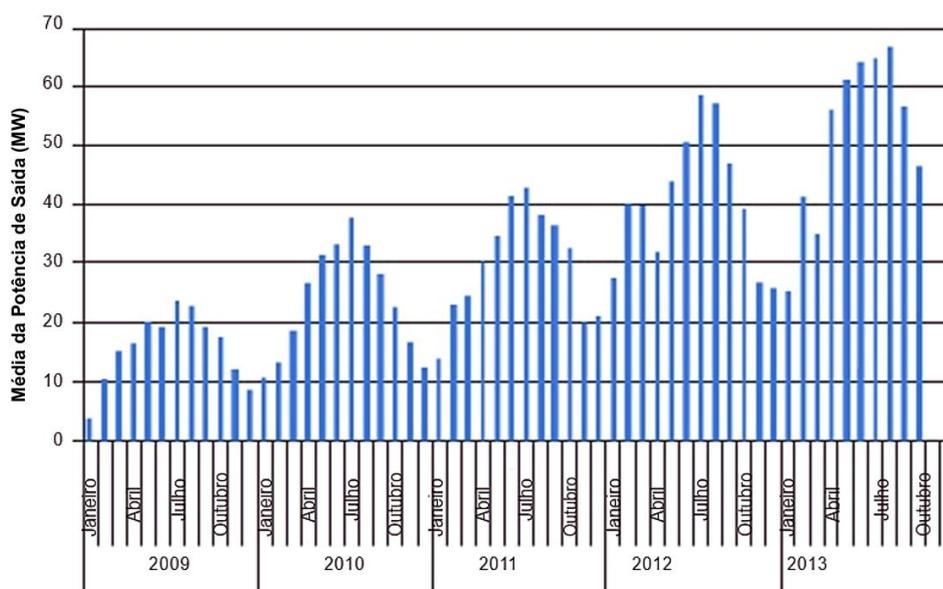
Fonte: Adaptado de Cunha e Ferreira (2014).

Figura 2.19 – Potência média de saída (MW) da geração hidrelétrica para o período de janeiro de 2009 a outubro de 2013.



Fonte: Adaptado de Cunha e Ferreira (2014).

Figura 2.20 – Potência média de saída (MW) da geração solar fotovoltaica para o período de janeiro de 2009 a outubro de 2013.



Fonte: Adaptado de Cunha e Ferreira (2014).

Dessa forma, mediante o processamento de dados de geração a partir da integração dos ativos obtido através da Teoria do Portfólio, a geração eólica e a solar fotovoltaica foram as que mais se adaptaram às oscilações climáticas de Portugal, uma vez que apresentaram uma menor irregularidade na produção de eletricidade. Em contrapartida, a geração hídrica manifestou uma grande variabilidade de produção e altos valores condicionais de riscos de investimento.

Os valores dos riscos, obtidos através do desvio padrão, evidenciando o maior risco de investimento para a energia gerada a partir da fonte hídrica e menor risco de investimento a partir da fonte eólica são apresentados na Tabela 2.6. (CUNHA; FERREIRA, 2014, p. 23, tradução nossa).

Tabela 2.6 - Comportamento da capacidade de geração das fontes renováveis.

Tecnologia	Potência nominal (MW)	Desvio padrão por (MW) instalado
Hídrica	0.3146	0.2859
Eólica	0.2509	0.1874
Solar Fotovoltaica	0.1667	0.2211

Fonte: Adaptado de Cunha e Ferreira (2014).

2.4.7 ShahNazari et al. (2015)

ShahNazari *et al.* (2015) apresentou uma análise comparativa de investimento entre ativos de combustíveis fósseis e ativos de geração eólica, através da seleção de portfólios eficientes de produção de energia elétrica.

Com o intuito de otimizar a capacidade de geração de eletricidade no cenário australiano através da combinação de ativos de energia, utilizou-se os princípios da Teoria do Portfólio para determinar portfólios eficientes que possam minimizar os riscos de investimentos em ativos de geração eólica e maximizar os retornos esperados para um dado nível de variabilidade climática, no que tange a intermitência das fontes de energia renováveis, especialmente a eólica e a solar fotovoltaica.

Diante da dificuldade dos investidores em escolher ativos renováveis ideais para a geração de energia elétrica, em meio às variações da irradiância solar e da velocidade do vento no território australiano, tornou-se necessário o desenvolvimento de uma alternativa eficiente para o gerenciamento na produção de eletricidade, com o intuito de atender as demandas energéticas da população e, garantir a segurança e o desenvolvimento dos recursos energéticos renováveis por um longo período de tempo na matriz energética do país.

Mediante essa problemática, aplicou-se os fundamentos da Teoria do Portfólio para combinar as opções de investimentos em um portfólio eficiente, para enfrentar os efeitos das variabilidades na produção de eletricidade a partir de fontes alternativas de energia, devido as oscilações climáticas as quais as fontes de energia em estudo estão suscetíveis.

Além disso, o estudo fornece uma estrutura de apoio aos investidores para ajudar na seleção de portfólios eficientes de produção de energia e na identificação de adições ideais de capacidade de geração eólica no setor elétrico tradicional.

Uma análise comparativa da capacidade de geração de eletricidade entre tecnologias renováveis e convencionais de produção de energia, bem como os valores condicionais de riscos de investimento das mesmas, é apresentada na Tabela 2.7. (SHAHNAZARI *et al.*, 2015, p. 2654, tradução nossa)

Tabela 2.7 – Análise de tecnologias de geração de energia.

Tecnologias	Capacidade nominal (MW)	Fator perda de capacidade (%)	Emissão intensiva (tCO2/MWh)	VaR*	CVaR**
Combust. fósseis	400	83	1	-0,062	-0,178
Eólica	100	38	0	0,285	0,283
Solar Fotovoltaica	100	21	0	-0,319	-0,320

*Variância ** Covariância

Fonte: Adaptado de ShahNazari *et al.* (2015).

Em virtude da análise dos ativos renováveis e convencionais do portfólio de geração eficiente, foi concluído que as tecnologias alternativas de produção de eletricidade, tais como a eólica e a solar fotovoltaica, apresentam fatores de perdas de capacidade energética relativamente baixos, com níveis condicionais de riscos de investimentos intermediários, denotando que podem ser exploradas no âmbito das oscilações climáticas da irradiância solar, bem como da velocidade do vento no cenário australiano. Não obstante, para garantir a estabilidade e operacionalidade do sistema elétrico alternativo/intermitente, torna-se imprescindível a adição de ativos convencionais de energia, tal como os combustíveis fósseis, uma vez que os mesmos exibem uma ampla capacidade de geração instalada na matriz energética australiana.

2.4.8 Cucchiella, Gastaldi e Trosini (2015)

Cucchiella, Gastaldi e Trosini (2015) estudam uma análise econômica de investimentos em fontes de geração renováveis no cenário italiano, tais como hídrica, geotérmica, biomassa, eólica e solar fotovoltaica, almejando minimizar os riscos de investimentos em fontes alternativas de energia e otimizar a capacidade da geração de eletricidade na Itália a partir da combinação ideal de tecnologias renováveis. Utilizou-se os fundamentos da Teoria do Portfólio para selecionar portfólios eficientes que possam minimizar os riscos de perdas de capacidade energética e maximizar os retornos esperados dos ativos para um dado nível de risco.

Diante da sua forte dependência pelos combustíveis fósseis e derivados do petróleo, bem como da imprescindibilidade de diversificação da geração de eletricidade no cenário italiano, com o intuito de suprir as demandas da sociedade e garantir a sua sustentabilidade e segurança energética, tornou-se crucial a adoção de medidas que pudessem empregar novas tecnologias de produção de energia, em especial as fontes renováveis, na política energética do país.

Observou-se a capacidade de geração das fontes de energia renovável, especialmente a eólica e a solar fotovoltaica, em diferentes cenários de produção de eletricidade, avaliando a rentabilidade das mesmas e destacando as suas correlações no portfólio eficiente.

Selecionou-se portfólios ótimos de produção de energia analisando a capacidade de geração de cada fonte energética renovável em três níveis de potência: baixa, média e alta, ou seja, para cada valor de potência dos ativos tem-se um tipo de nível de investimento, baixo, médio ou alto.

Dessa forma, conclui-se que, quanto maior a carga instalada de geração renovável, especialmente a eólica e a solar fotovoltaica, menor será o risco diversificável dos ativos, uma vez que os rendimentos energéticos dos mesmos serão máximos para níveis de investimentos médios.

As classes de investimentos para gerações elétricas provenientes de biomassa, fotovoltaica, eólica e fonte hidráulica são descritas na Tabela 2.8. (CUCCHIELLA; GASTALDI; TROSINI, 2015, p. 3, tradução nossa).

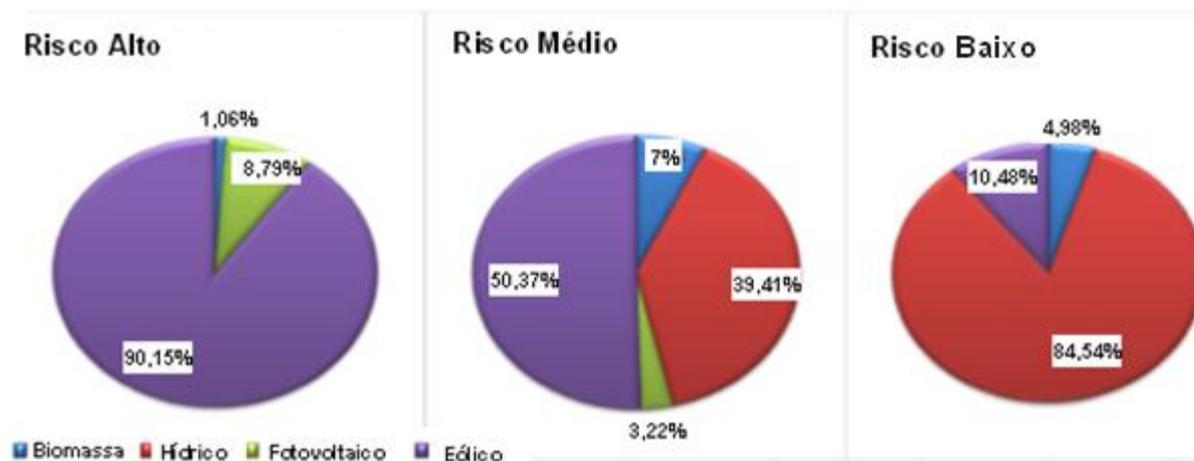
Tabela 2.8 – Classes de investimento.

	Biomassa	Hídrico	Fotovoltaico	Eólico
Potência Alta	100 kW	100 kW	10 kW	10 kW
Potência Média	1 MW	1MW	100 kW	100 kW
Potência Baixa	10 MW	10 MW	1 MW	10 MW

Fonte: Adaptado de Cucchiella, Gastaldi e Trosini, (2015).

Foram desenvolvidos 3 cenários de combinações entre as fontes renováveis de energia, com diferentes desvios padrões. A figura 2.21 apresenta as combinações propostas e a tabela 2.9 apresenta os respectivos retornos. (CUCCHIELLA; GASTALDI; TROSINI, 2015, p. 5, tradução nossa).

Figura 2.21 – Integração entre as fontes de energia.



Fonte: Adaptado de Cucchiella, Gastaldi e Trosini, (2015).

Tabela 2.9 – Retornos e riscos do portfólio.

	Alto	Médio	Baixo
Retorno (€/W)	2,5221	2,6358	3,2552
Risco	0,531	0,2805	0,1317

Fonte: Adaptado de Cucchiella, Gastaldi e Trosini (2015).

Em virtude das avaliações dos retornos esperados, bem como dos riscos diversificáveis dos ativos de geração renovável por capacidade instalada, pôde-se perceber que para um maior retorno, ou seja, 3,2552 €/W, a combinação ideal para a matriz energética em estudo é de 84,54% de energia hidráulica, 10,48% de energia eólica e 4,98% de biomassa, o que coincide com o menor desvio padrão apresentado.

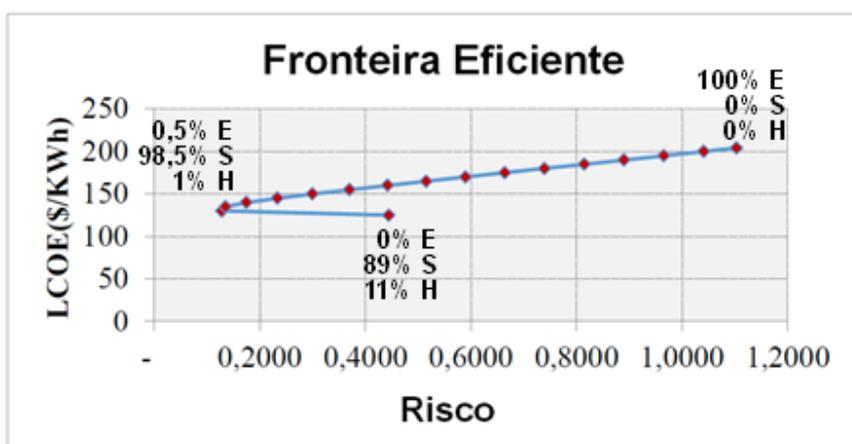
2.4.9 Tola (2015)

Tola (2015) avalia uma abordagem de diversificação de portfólios na Albânia em um cenário onde se utiliza 100% de energias renováveis na sua matriz

energética, além disso, sua geração de energia obteve um incremento de 20% na capacidade instalada nos últimos anos. Todavia, o ponto central do trabalho é o melhoramento do sistema energético albanês através da introdução de fronteiras eficientes de energias alternativas, como a solar fotovoltaica e a eólica, criando-se assim, um sistema de suprimento mais confiável em relação aos custos de instalação de parques eólicos e solares diversificados.

Foi observado que, a diversificação de tecnologias de geração de energia elétrica pode reduzir o risco de ausência ou excesso de eletricidade em um sistema energético diversificável e, manter um custo mínimo para o desempenho do sistema desejado, através da combinação de ativos renováveis de produção de eletricidade em portfólios eficientes. O gráfico de fronteiras eficientes com as diversas combinações entre as fontes hídrica, solar e eólica, é apresentado na Figura 2.22. (TOLA, 2015, p. 252).

Figura 2.22 – Fronteira Eficiente.



Fonte: Adaptado de (Tola, 2015).

O percentual de penetração da geração hídrica foi analisado, eólica e solar fotovoltaica no portfólio eficiente, objetivando encontrar um limite ideal de investimento, através da construção de fronteiras eficientes, apresentando o menor risco diversificável e o maior retorno esperado possível.

Através do gráfico de fronteiras eficientes, foi encontrado o menor risco de investimento para a combinação de 0,5% de energia eólica, 98,5% de energia solar e 1% de energia hídrica e o menor LCOE para a combinação de 0% de energia eólica, 89% de energia solar e 11% de energia hídrica

Desse modo, conclui-se que uma alta quantidade de energia solar na matriz energética albanesa, contribui significativamente para otimizar os retornos financeiros dos sistemas de produção e transmissão de energia elétrica do país.

2.5 Conclusões do capítulo

O capítulo 2 apresentou a Teoria do Portfólio, sua utilização no setor financeiro e as contribuições da diversificação de ativos de um portfólio. Foram representados os diferentes comportamentos de coeficientes de correlação, que variam de -1 a +1, onde para que se tenha uma integração de ativos com o maior retorno possível, espera-se que o coeficiente de correlação apresente o menor valor possível, ou seja, -1.

Demonstrou-se o levantamento bibliográfico das utilizações da Teoria do Portfólio para o setor elétrico em diferentes adaptações, sendo elas: custo nivelado de energia; taxa interna de retorno; produção de energia por capacidade instalada; previsibilidade. Por meio deste levantamento, verifica-se que a Teoria do Portfólio aplicada para melhoramento da previsibilidade de fontes alternativas de energia é pouco utilizado, sendo apresentada por esta dissertação, uma contribuição para a implementação da Teoria do Portfólio, como ferramenta de gerenciamento de novas implantações de usinas híbridas, a partir de dados processados no Nordeste brasileiro.

Ao contrário de Speth (2012), que utiliza-se de dados fornecidos por plataformas públicas da Alemanha, esta dissertação implementa a Teoria do Portfólio a partir de dados extraídos de metodologias próprias de previsão de recurso solar e eólico, desenvolvidas pela Universidade Federal do Ceará.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

A presente dissertação tem em sua proposta o processamento de dados de irradiância solar e de velocidade do vento, medidos e previstos, a fim de encontrar o percentual ideal da inserção de cada uma das duas fontes através da Teoria do Portfólio. Para isso, é levado em consideração os erros de previsão devido os impactos financeiros provocados ao mercado de fornecimento de energia elétrica por eventuais necessidades de balanceamento devido a não previsibilidade exata de fontes intermitentes de energia. Este capítulo apresenta a metodologia para a obtenção de dados, previstos e observados, solares e eólicos, bem como o desenvolvimento da adaptação da Teoria do Portfólio para ser aplicada na análise dos erros de previsibilidade.

A elaboração dos resultados é realizada por meio de uma comparação entre dados medidos através de uma estação meteorológica localizada em Maracanaú – CE e dados de velocidade do vento e irradiância solar previstos para a localidade em estudo, obtidos através de técnicas de previsões desenvolvidas em dissertações do Programa de Pós-Graduação em Eng. Elétrica da UFC (PPGEE – UFC), desenvolvidas por Carneiro (2014) e Melo (2016). Com isso, é feito um comparativo entre a previsão e a medição, onde posteriormente é elaborado o gráfico de fronteiras eficientes.

A presente dissertação apresenta a integração de duas fontes de energias renováveis, solar e eólica, e a integração de dois mecanismos distintos utilizados para previsibilidade, evidenciando assim que a Teoria do Portfólio pode ser aplicada nos mais diversos cenários existentes. A organização das seções deste capítulo apresenta a seguinte disposição: obtenção de dados solares e eólicos medidos; obtenção de dados solares e eólicos previstos; erros de previsão; gráfico de fronteiras eficientes; etapas para adaptação da Teoria do Portfólio.

3.1 Obtenção de dados solares e eólicos medidos

Com o objetivo da obtenção dos dados solares e eólicos, foram consideradas informações obtidas a partir dos dois estudos, “Caracterização de Potencial Eólico para fins de Geração Eólicoelétrica: Estudo de caso para Parnaíba (PI), Maracanaú (CE) e Petrolina (Pe), autoria de Carneiro (2014) e “Caracterização e Previsão de

Potencial Solar: Estudo de caso para Parnaíba (PI), Maracanaú (CE) e Petrolina (PE)”, autoria de Melo (2016).

Com isso, foi realizado o levantamento de informações, sendo posteriormente apresentada uma proposta de diversificação das fontes fornecedoras de eletricidade, através da integração de fontes renováveis, com a definição do percentual de instalação de cada ativo, como forma de desenvolver um mecanismo que minimiza os impactos financeiros ocasionados pelos erros de previsibilidade.

3.1.1 Equipamentos para medição e armazenamento de dados

O estudo dos dados solares foi realizado com informações obtidas no Nordeste brasileiro, mais precisamente em Maracanaú – CE. O município foi escolhido devido a este ser uma das três localidades com torre de coletas de dados pertencentes ao projeto do CNPq “Previsão de potencial eólico visando operação integrada ótima de unidades geradoras de eletricidade: estudo de caso para o Nordeste do Brasil”, que financia o estudo apresentado. A título de informação, os outros dois municípios contemplados com o projeto são Parnaíba (PI) e Petrolina (PE). O mapa e a localização de Maracanaú são apresentados na Figura 3.1. (MELO, 2016, p.14)

Figura 3.1 – Localização do município de Maracanaú – CE.



Fonte: Adaptado de Google e Melo (2016).

Maracanaú – CE, situado a 18 km de Fortaleza, é considerado o maior centro industrial e a segunda maior economia do estado, com população em 2015 estimada em 221.504 habitantes (INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, 2016; CARNEIRO, 2014, p. 42).

Os dados medidos de irradiância solar e velocidade do vento foram obtidos por meio da estação meteorológica, com características observadas na Tabela 3.1. (MELO, 2016, p. 15). Os dados observados foram obtidos no formato NRG e convertidos para a extensão XLSX, onde houve uma análise e descrição do comportamento estocástico das séries e identificado os padrões de sazonalidades.

Tabela 3.1 – Característica da estação meteorológica.

Localização	Maracanaú/Fazenda Raposa – Universidade Federal do Ceará
Período de coleta	Fevereiro de 2012 a janeiro de 2013 para velocidade do vento e maio de 2012 a abril 2013 para irradiação solar
Altura das Torres	80 m
Altura do piranômetros	14 m
Altura dos anemômetros	78, 50 e 20 m
Extensão dos arquivos obtidos	NRG
MATERIAL DE CONSTRUÇÃO	Aço Carbono
TRATAMENTO SUPERFICIAL	Galvanização
SEÇÃO TRANSVERSAL	Triangular – 250mm
TIPO DE SUSTENTAÇÃO	Estais de 3 pontos

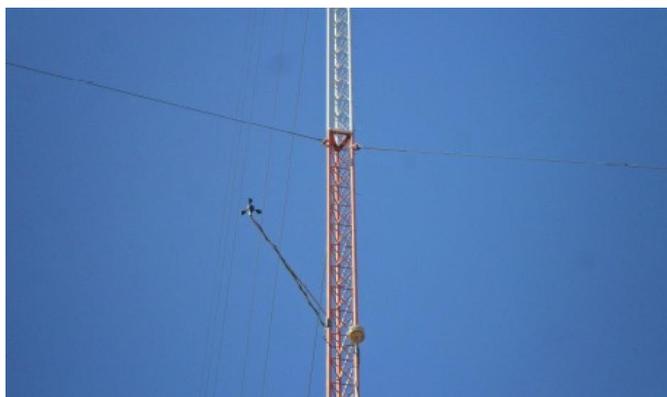
Fonte: Adaptado de Melo (2016).

Os equipamentos instalados na estação utilizada para obtenção dos dados observados contam com um sistema de aquisição NRG Symphonie-plus, que permite o armazenamento de dados em intervalos de 10 min (obtidos por meio de médias aritméticas a partir de dados processados a cada 2 s). Os parâmetros, registrados diretamente pelo datalogger, são armazenados em cartões de memória do tipo MMC (Multi Media Card), com capacidade de 32 MB, o que garante uma autonomia de mais de 1 ano de dados gravados (MELO, 2016, p. 16). As principais especificações do datalogger são: a) taxa de amostragem de 0,5 Hz; b) Alimentação com 2 pilhas D de

1,5V e/ou externa 12 V; c) Intervalo de Integração de 10 minutos; e d) Autonomia de 664 dias com 1 cartão de 32 MB. (MELO, 2016, p.17).

Alguns dos equipamentos presentes na estação meteorológica podem ser vistos nas figuras 3.2, 3.3 e 3.4.

Figura 3.2 – Anemômetros NRG 40c instalados na torre anemométrica em Maracanaú – CE.



Fonte: Adaptado de Carneiro (2014).

Na linha de anemômetros NRG 40c, três copos cônicos são arranjados em um rotor horizontal. O rotor é centrado por um eixo vertical que governa um sistema de geração de sinal baseado em um ímã. A cada rotação do eixo, o ímã de 4 pólos induz dois ciclos de onda senoidal em uma bobina estacionária de indução, produzindo um sinal de saída de frequência linearmente proporcional à velocidade do vento (CARNEIRO, 2014, p. 45).

Figura 3.3 – Sensor de temperatura NRG 110S instalado na torre de Maracanaú – CE.



Fonte: Adaptado de Carneiro (2014).

Os sensores de temperatura utilizados no sistema de aquisição foram fabricados pela NRG Systems Inc. e pertencem à linha de precisão #110S. Possuem uma precisão de $\pm 1,11$ °C e operam em um limite de - 40°C a 52,5°C. O data logger é programado para aplicar a função linear de transferência diretamente no sinal de saída do sensor de temperatura e os parâmetros de calibração do aparelho são: a) Slope (0,136 °C/Vcc); e b) Offset (-86,383°C).

A constituição do sensor de temperatura é bastante simples, formado apenas de uma sonda de alumínio e estrutura de termoplástico. O sensor é excitado por uma tensão de 4 a 35 V e gera um sinal de tensão de saída de 0 a 2,5 V, proporcional à temperatura ambiente. A estrutura de termoplástico protege a sonda de alumínio da incidência solar (raios UV) de modo a garantir uma coerência nas medições de temperatura. (CARNEIRO, 2014, p. 47).

Figura 3.4 – Sensor de irradiação solar NRG LI 200SA instalado nas torres de Maracanaú – CE.



Fonte: Adaptado de Carneiro (2014).

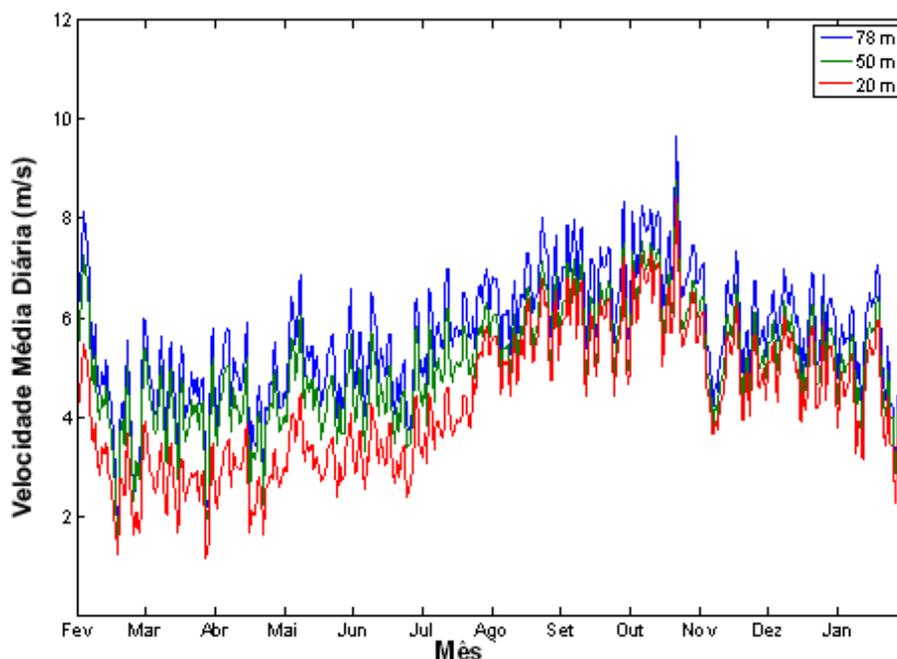
O sensor de irradiância solar utilizado foi fabricado pela NRG Systems Inc. e pertence à linha de LI-200SZ, fornece a radiação solar em W/m^2 (CARNEIRO, 2014, p. 48).

3.1.2 Dados eólicos

Os dados eólicos medidos foram obtidos da dissertação Caracterização de Potencial Eólico para fins de Geração Eolielétrica: Estudo de caso Para Parnaíba (PI), Maracanaú (CE) e Petrolina (PE), desenvolvida no PPGE - UFC (CARNEIRO, 2014, p. 53).

As médias diárias de velocidade do vento durante o período de fevereiro de 2012 a janeiro de 2013 são apresentadas na Figura 3.5. A medição foi realizada nas alturas de 20 m, 50 m e 78 m.

Figura 3.5 – Média da velocidade do vento diária, Maracanaú, fevereiro de 2012 a janeiro de 2013.



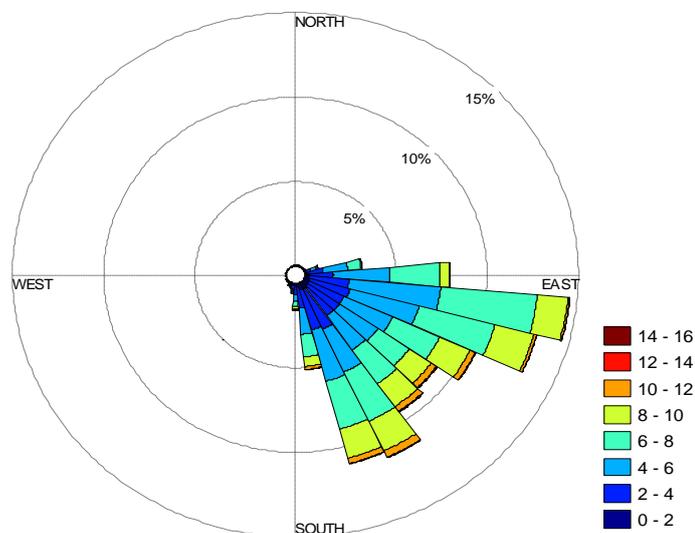
Fonte: Adaptado de Carneiro (2014).

Maracanaú apresentou média de 5,63 m/s, apresentando um potencial inferior ao ideal definido para implantação de usinas eólicas. Velocidades médias anuais a partir de 6,0 m/s já configuram condições favoráveis para a implantação e operação de usinas eólicas (MACEIRA *et al.*, 2011, p. 4).

Para melhor visualização da direção dos ventos foi construído o histograma de ângulos, inserido na rosa dos ventos, onde são apresentadas as frequências de ocorrências de cada ângulo, como se pode observar na Figura 3.6, com a direção predominante do vento para Maracanaú sendo sudeste.

A determinação da direção predominante do vento é importante para a definição do posicionamento dos aerogeradores, no caso do aproveitamento eolielétrico. Para o caso de uma usina com vários aerogeradores, o estudo da distribuição dos mesmos constitui fator essencial em um projeto, tendo em vista que a localização deverá ser tal que seja minimizado o comprometimento da captação do vento individual, reduzindo o efeito esteira (CARNEIRO, 2014, p. 59).

Figura 3.6 - Representação da frequência de ocorrência da direção do vento e da intensidade de velocidade do vento por meio de um histograma de ângulos em Maracanaú no período de fevereiro de 2012 a janeiro de 2013. (CARNEIRO, 2014, p. 60).



Fonte: Adaptado de Carneiro (2014).

As principais características estatísticas obtidas a partir dos valores da velocidade do vento de Maracanaú, no período de fevereiro de 2012 a janeiro de 2013 para a altura de 78m são apresentadas na Tabela 3.2.

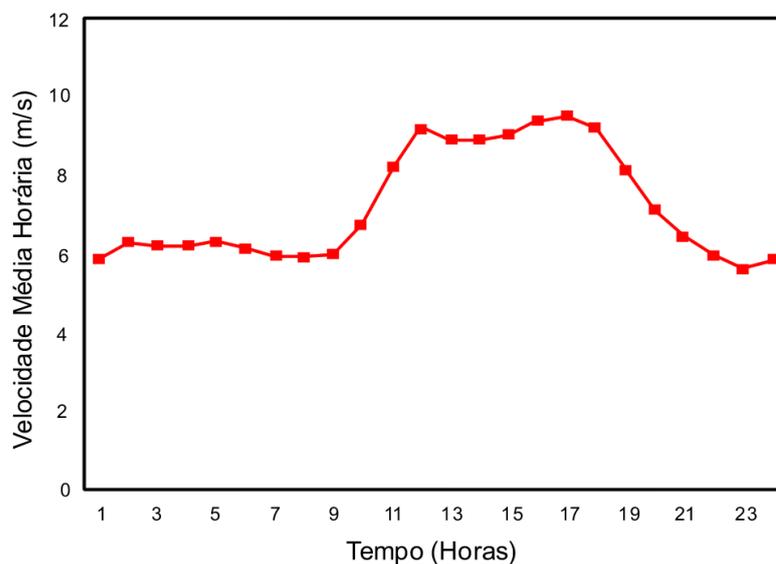
Tabela 3.2 – Parâmetros estatísticos dos dados de velocidade do vento.

Característica observada	Valores
Mínimo	0,40 m/s
Média	5,63 m/s
Mediana	5,60 m/s
Máximo	14,80 m/s
Desvio Padrão	2,26
Variância	5,10

Fonte: Adaptado de Carneiro (2014).

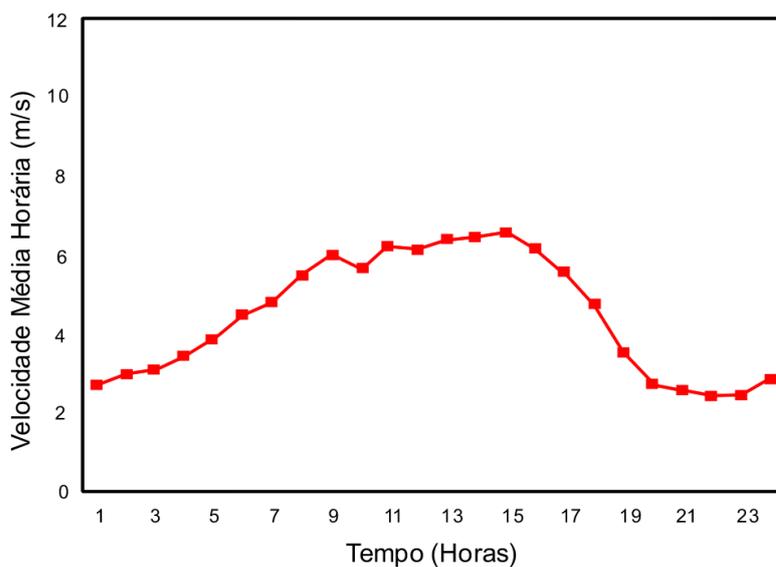
Os dias característicos dos meses com melhores e piores médias de velocidade do vento respectivamente a 78 m de altura em Maracanaú são apresentados nas Figuras 3.7 e 3.8. (CARNEIRO, 2014, p. 117).

Figura 3.7 - Dia Característico para o mês com maior média de velocidade do vento (outubro de 2012) em Maracanaú.



Fonte: Adaptado de Carneiro (2014).

Figura 3.8 - Dia Característico para o mês com menor média de velocidade do vento (março de 2012) em Maracanaú.



Fonte: Adaptado de (Carneiro, 2014).

Em Maracanaú, no mês de outubro, o vento apresenta um comportamento bem definido, atingindo as maiores velocidades do vento entre 12:00 e 18:30, com sua intensidade reduzida no início da noite e período da manhã. Assim, o mês de maior média de velocidade do vento apresenta um melhor comportamento diário se comparado aos outros meses do ano, onde a amplitude dos valores de velocidade sofre uma menor variação e apresentando um comportamento, de forma geral, mais constante.

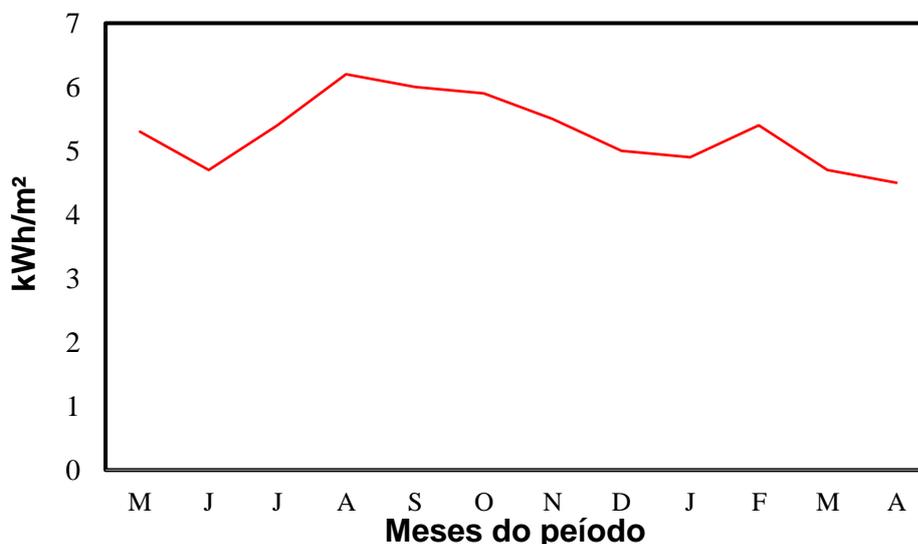
O vento no mês com menor média na localidade de estudo apresenta características semelhantes aos meses de maiores médias, como pode ser observado na Figura 3.10. Maracanaú, no mês de março, continua com um comportamento bem definido, atingindo as maiores velocidades no fim do período da manhã e toda a tarde (de 09:00 até 17:00 horas), e nesse período com velocidades superiores a 6 m/s.

3.1.3 Dados solares

Os dados solares medidos foram obtidos da dissertação “Caracterização e Previsão de Potencial Solar: Estudo de caso para Parnaíba (PI), Maracanaú (CE) e Petrolina (PE)”, de Melo (2016), desenvolvida no PPGEE – UFC. (MELO, 2016, p. 95)

As médias mensais de irradiância diária global de maio de 2012 a abril de 2013 para Maracanaú são apresentadas na Figura 3.9. O valor médio é de 5,3 kWh/m².

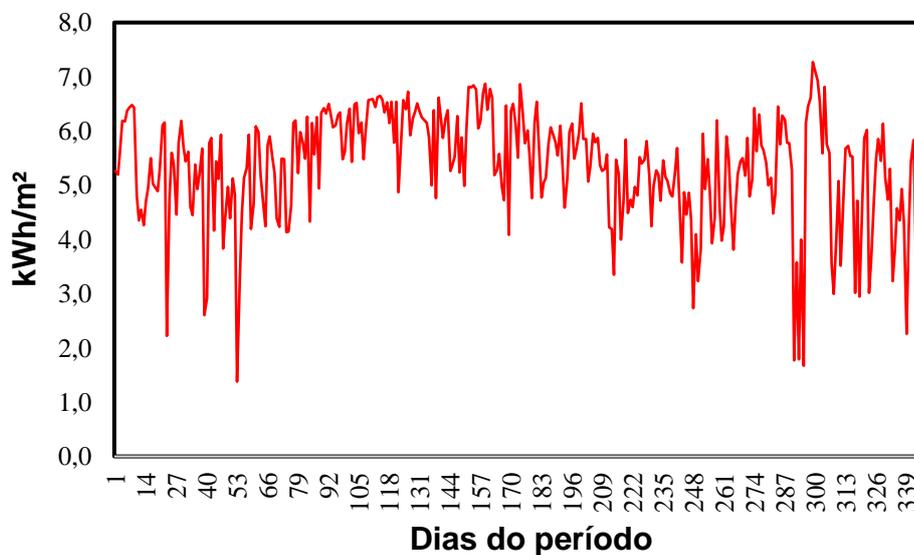
Figura 3.9 – Médias mensais de irradiância diária global em Maracanaú - CE.



Fonte: Adaptado de Melo (2016).

As médias diárias de irradiância global durante todo o período observado são apresentadas na Figura 3.10.

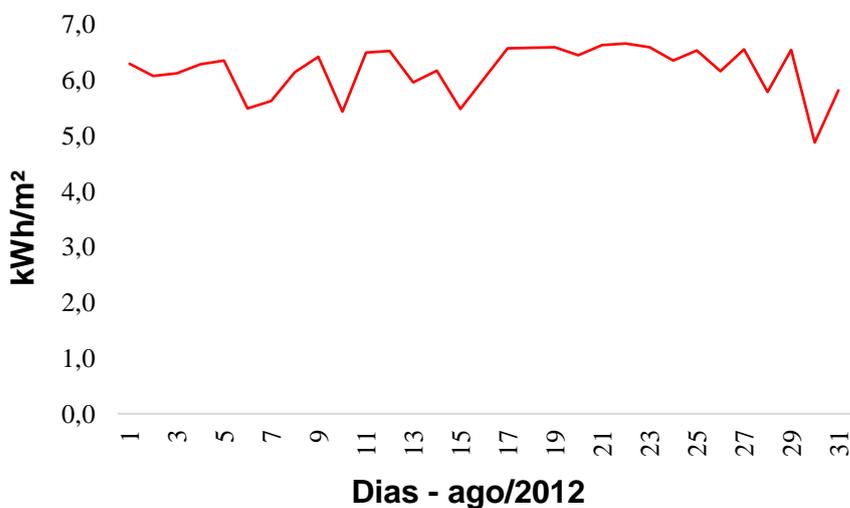
Figura 3.10 - Médias diárias maio de 2012 a abril 2013 para irradiância solar em Maracanaú.



Fonte: Adaptado de Melo (2016).

O mês com maiores valores médios de irradiância diária global foi agosto de 2012, com uma média diária de 6,2 kWh/m². (MELO, 2016, p. 96)

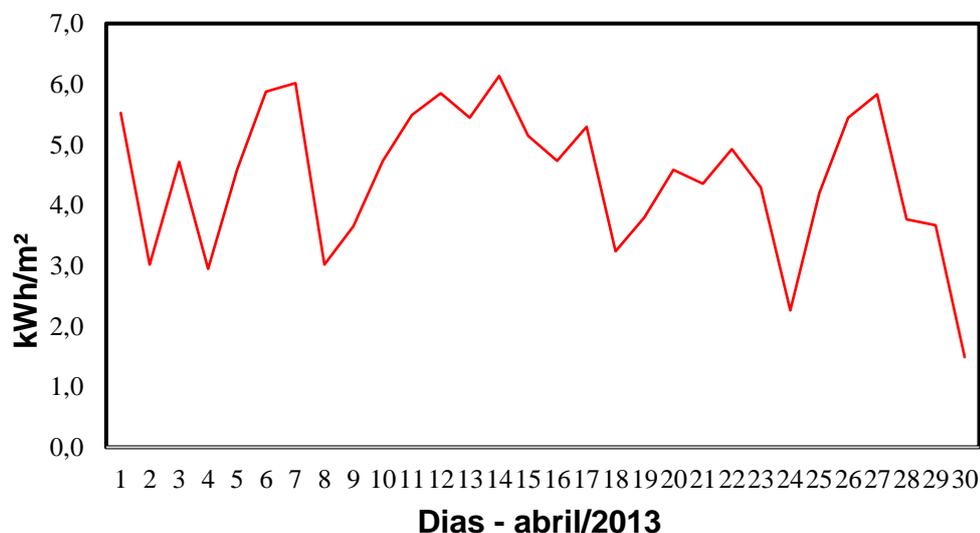
Figura 3.11 - Irradiância solar diária global – agosto 2012/Maracanaú.



Fonte: Adaptado de Melo (2016).

O mês com menores valores médios de irradiância global no período estudado foi abril de 2013, com uma média diária de 4,5 kWh/m². O comportamento da irradiância solar no mês de abril é apresentado na Figura 3.12. (MELO, 2016, p. 98)

Figura 3.12 - Irradiância solar diária global – abril 2013/Maracanaú.



Fonte: Adaptado de Melo (2016).

Os dados referentes às medições mínima, máxima, média, mediana, desvio padrão, desvio padrão da média, assimetria, curtose, amplitude e variância, assim como o número de medições feitas no período estudado em Maracanaú, são apresentados na Tabela 3.3. (MELO, 2016, p. 30)

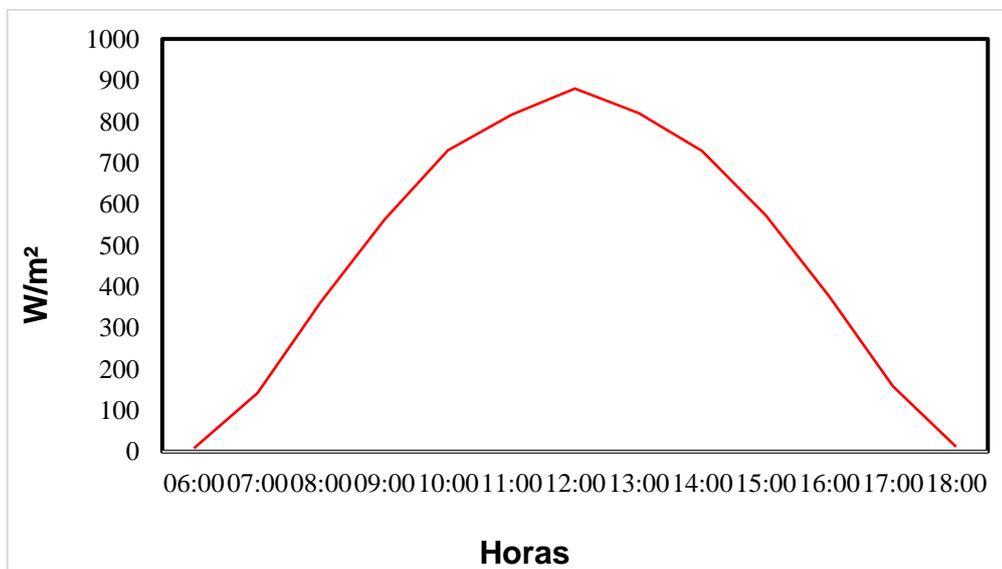
Tabela 3.3 – Dados estatísticos referentes à irradiância diária global em Maracanaú.

Característica observada	Valores
Mínimo	1,38 kWh/m ²
Média	5,33 kWh/m ²
Mediana	5,49 kWh/m ²
Máximo	6,87 kWh/m ²
Desvio Padrão	1,03
Variância	1,05

Fonte: Adaptado de Melo (2016).

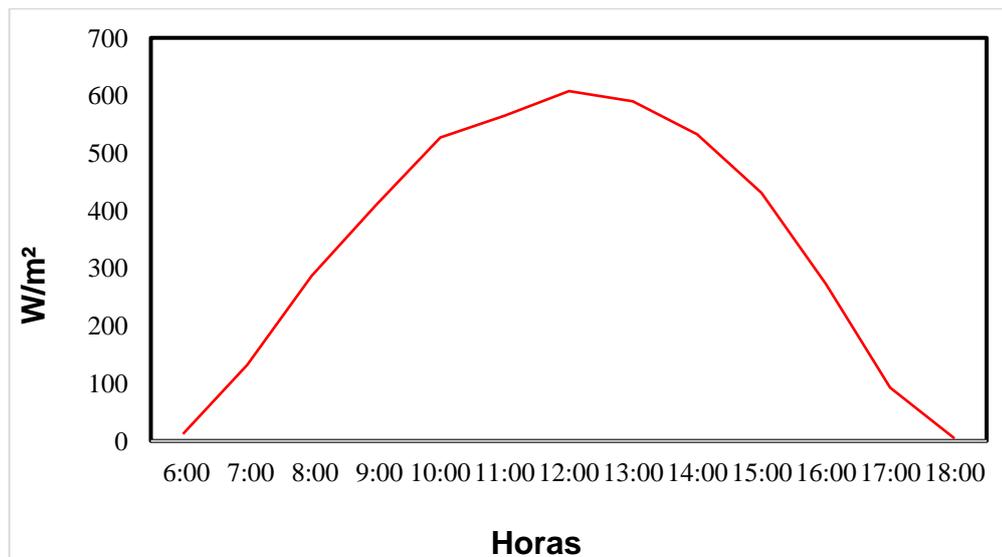
Os dias característicos nos meses de agosto e abril, períodos esses com a maior e a menor irradiância solar, são apresentados nas Figuras 3.13 e 3.14. (MELO, 2016, p. 32)

Figura 3.13 - Dia característico do mês de agosto de 2012 em Maracanaú.



Fonte: Adaptado de Melo (2016).

Figura 3.14 - Dia característico do mês de abril de 2013 em Maracanaú.



Fonte: Adaptado de Melo (2016).

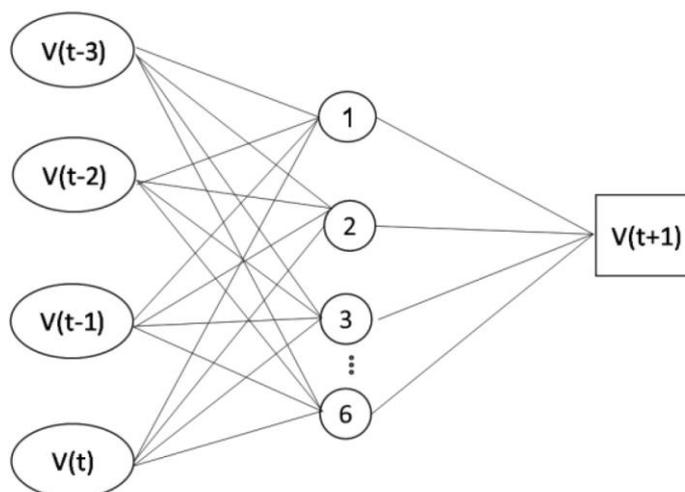
3.2 Obtenção de dados solares e eólicos previstos

Em relação à obtenção de informações referentes à previsibilidade solar e eólica, esta dissertação considerou a metodologia de previsão de séries temporais de dois trabalhos oriundos do PPGEE – UFC.

Para obtenção dos dados de previsibilidade eólica, a partir dos quais posteriormente foram verificados os erros de previsão e aplicada a Teoria do Portfólio, foi utilizada a metodologia de previsão do artigo “Redes neurais artificiais para previsão de velocidade do vento: Estudo de caso para Maracanaú – CE”, em que utiliza-se de Redes Neurais Artificiais – RNA para obtenção das previsões (CARNEIRO, 2014, p. 1).

O modelo de RNA utilizado foi o Perceptron com Múltiplas Camadas (PMC) treinado pelo conhecido algoritmo de retropropagação de erros (back-propagation) combinado com a técnica Focused Time Delay Neural Network (FTDNN). A RNA utilizada é composta por 3 camadas, sendo elas, camada de entrada, camada oculta e camada de saída. A arquitetura da RNA é apresentada na Figuras 3.15.

Figura 3.15 - A arquitetura da RNA.



Fonte: Adaptado de Carneiro (2014).

As conexões acontecem da camada de entrada para camada oculta e de camada oculta para camada de saída. Foi utilizada uma aplicação, responsável pela estimação de valores horários de velocidade do vento para Maracanaú-CE, baseada em dados passados. Foi utilizada uma RNA onde são utilizados os dados da própria

série de velocidade do vento e acrescentados às entradas da rede informações meteorológicas da localidade: a) Direção do vento; b) Temperatura do ar; e c) Rugosidade (medida que representa as irregularidades do terreno) (CARNEIRO, 2014, p. 1014).

Para obtenção da técnica de previsibilidade solar, a partir dos quais posteriormente foram verificados os erros de previsão, são utilizados métodos extraídos da dissertação “Caracterização e Previsão de Potencial Solar: Estudo de caso para Parnaíba (PI), Maracanaú (CE) e Petrolina (PE)”. (MELO, 2016, p. 36).

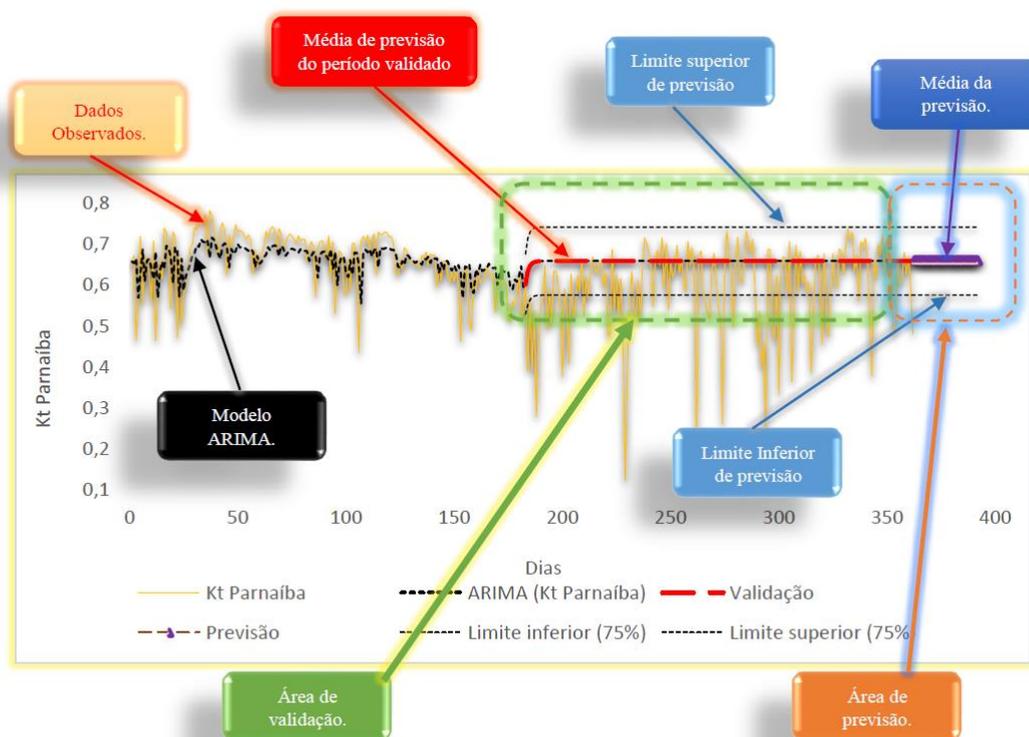
A dissertação apresenta a caracterização e previsão de séries de dados de irradiância solar, registradas nos períodos de agosto de 2012 a julho de 2013, em Parnaíba (PI), maio de 2012 a abril 2013, em Maracanaú (CE) e maio de 2012 a março de 2013, em Petrolina (PE). Estes levantamentos constituem-se como séries temporais e, portanto, para suas previsões, necessitam de métodos estatísticos específicos para o seu tratamento. Como a sazonalidade é uma característica presente em dados de séries temporais de irradiância solar, a caracterização e previsão são feitas utilizando a componente de baixa sazonalidade da irradiância solar, o índice de transparência atmosférica, K_t . O uso desta componente justifica-se pelo fato de propiciar resultados de previsões mais precisos e confiáveis, com baixa interferência das componentes de tendências, presentes nas séries de dados temporais, no processo de previsão. As previsões realizadas neste estudo utilizam o método ARIMA.

O modelo de George Box e Gwilyn Jenkins, o Box – Jenkins (ARIMA), possui capacidade de manipular, a princípio, séries temporais de qualquer natureza. Modelos Autorregressivos e de Médias Móveis (ARMA) obtêm a previsão de algum valor futuro da série temporal pela combinação dos valores reais passados ou dos erros ocorridos, em algumas vezes utilizando ambos. O método de Box e Jenkins consiste na busca de um modelo autorregressivo integrado e de média móvel (ARIMA) que represente o processo estocástico gerador da série temporal, a partir de um modelo ARMA aplicável na descrição de séries temporais estacionárias (que não variam em relação ao tempo), estendendo esse conceito para séries temporais não estacionárias (SOUZA, 2013, p. 6). Para efeito de diversificação com os dados eólicos, do estudo sobre irradiância solar foram utilizados dados referentes a Maracanaú como forma de compor o portfólio eficiente proposto por esta dissertação.

Diferente da previsão de dados de velocidade do vento, a previsão de irradiância solar utilizou-se, na presente dissertação, de um mecanismo para obtenção de informações futuras o qual não é adquirido através de RNA. O processamento foi feito através do programa XLSAT, o qual interage com o Excel para que os dados sejam processados.

O XLSTAT gera o gráfico de previsão baseado em limites de confiança, graficamente também é mostrada a média de validação (calibragem) e a média de previsão como uma reta no gráfico. A figura 3.16 mostra os principais elementos do gráfico confeccionado pelo software (MELO, 2016, p. 65).

Figura 3.16 - Explicação dos gráficos de previsão do XLSTAT.



Fonte: Adaptado de Melo (2016).

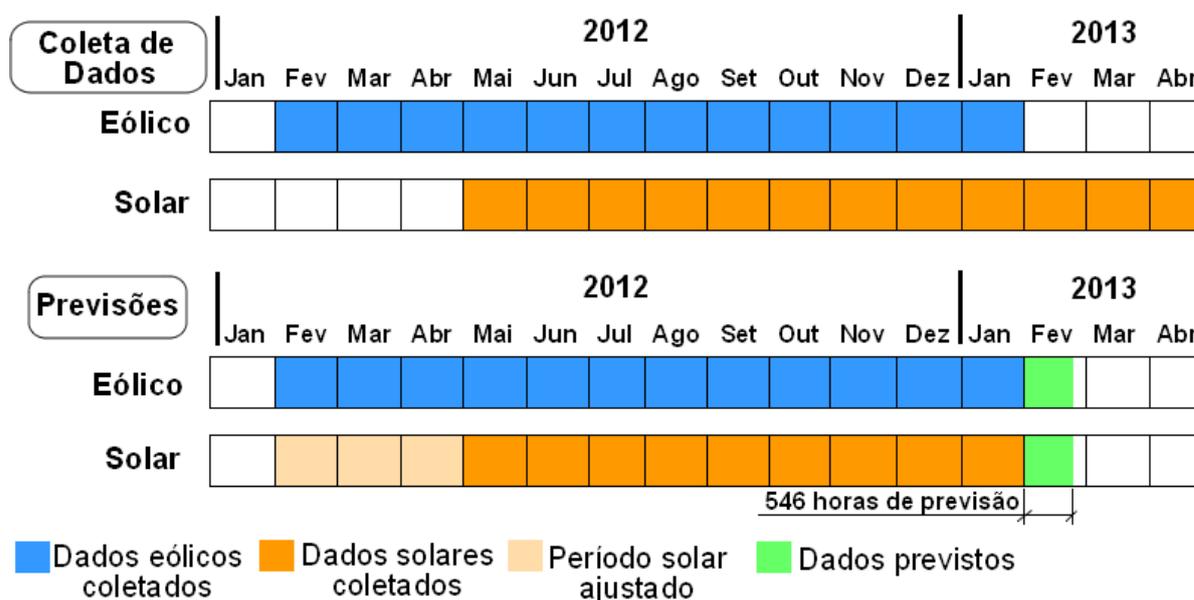
As técnicas escolhidas para previsibilidade de recurso alternativo usadas nessa dissertação, foram definidas por se tratarem das técnicas desenvolvidas no Laboratório de Energias Alternativas, da UFC, que obtiveram melhores resultados de previsões do recurso intermitente.

A diversificação sugerida pela Teoria do Portfólio é feita pela complementação dos ativos. Para a adaptação da Teoria do Portfólio no melhoramento da

previsibilidade solar e eólica, espera-se que quando um dos dois ativos obter erros de previsão de sinal negativo, por exemplo, o outro complemente com um valor de sinal contrário, para que haja a anulação completa ou parcial do erro.

A coleta de dados de velocidade do vento e de irradiância solar obteve dados em diferentes períodos devido a problemas com a aquisição e armazenamento de dados obtidos através da estação meteorológica. Com isso, foi necessário realizar um ajuste no período das previsões solares, para que esta ocorra em momento coincidente ao período das previsões eólicas, onde a partir de então, pôde ser feito o real confronto entre os erros de previsão eólica e de previsão solar para o mês de fevereiro de 2013. O ajuste do período para previsões é apresentado na Figura 3.17.

Figura 3.17 – Ajuste de período para previsões.



Fonte: Autor.

O período de fevereiro, março e abril dos dados solares medidos foram ajustados a fim de não serem desprezados por conterem informações similares de comportamento da irradiância solar desses meses.

3.2.1 Dados eólicos previstos

Os procedimentos e modelos desenvolvidos pelo trabalho “Redes neurais artificiais para previsão de velocidade do vento: Estudo de caso para Maracanaú –

CE” foram realizados no Software MATLAB R2012a. Para a realização deste estudo, foram utilizados dados medidos a cada 10 minutos, obtidos por meio da estação anemométrica supracitada localizada em Maracanaú – CE. Os dados utilizados na pesquisa foram dados históricos de velocidade do vento. Foi utilizado um total de 8.784 valores horários, correspondente ao número de horas no período de um ano de dados (valores calculados a partir de dados obtidos de 10 em 10 minutos) de Maracanaú.

Para fins de obtenção de dados de previsão da velocidade do vento, os valores dos dados observados adquiridos pela estação anemométrica, instalada em Maracanaú, foram reprocessados pela RNA retro mencionada, pelo autor, Carneiro (2014), para especificamente serem utilizados para a aplicação da Teoria do Portfólio. Ao todo foram realizadas 546 horas de previsão de velocidade do vento.

Os resultados gerados pela RNA indicam que a aplicação possui satisfatório potencial para previsão de séries temporais de velocidade do vento e, baseados nos medidores de desempenho, foi possível observar que, houve uma melhoria com o incremento de alguns parâmetros meteorológicos na entrada da rede, sugerindo a aplicabilidade da metodologia na predição de velocidade do vento e sua utilização em estudos de viabilidade e potencial eólico, tendo sua importância na redução dos impactos da variabilidade da velocidade do vento (CARNEIRO, 2014, p. 1017).

3.2.2 Dados solares previstos

A obtenção de dados de previsão de irradiância solar foi adquirida através do uso de uma metodologia que desenvolve previsibilidade horária para séries de dados de irradiância solar, registradas nos períodos de maio de 2012 a abril 2013, em Maracanaú (CE). As previsões realizadas neste estudo utilizam o método ARIMA

Para a realização deste estudo, foram utilizados dados medidos a cada 10 minutos, obtidos por meio da estação anemométrica supracitada localizada em Maracanaú – CE.

Para a obtenção de uma previsão mais próxima da realidade, foram desenvolvidas previsões em 13 faixas horárias distintas. Exatamente desta forma: faixa das 05 às 06 horas; faixa das 06 às 07 horas; e assim de maneira sucessiva até a faixa das 17 às 18 horas. Os períodos noturnos, onde a irradiância solar é nula,

foram desconsiderados pelo levantamento de dados. Ao todo foram encontradas 546 horas de previsão de irradiância solar.

A metodologia desenvolvida através de previsões a partir de dados separados por faixas horárias apresentou uma melhor fidelidade entre os dados observados e previstos pelo modelo ARIMA em relação a uma previsão inserindo os dados do dia todo para análise. Para fins de obtenção de dados de previsão de irradiância solar, os valores dos dados observados foram reprocessados pelo modelo ARIMA, em parceria com o autor, Melo (2016), onde este, através do trabalho supracitado, apresentou a metodologia de previsão e de forma colaborativa foi desenvolvida a técnica de separação de faixas horárias retro mencionadas. Posteriormente os dados obtidos foram utilizados para a aplicação da Teoria do Portfólio.

O modelo ARIMA pode ser facilmente aplicado a todas as séries dos locais envolvidos. As previsões feitas com um modelo ARIMA minimizam o erro quadrático médio de previsão. Outro ponto em específico é o tempo de previsão. Quando se faz previsões tem-se o problema da perda de informações à medida que se avança em tentar prever os valores futuros. Determinar o valor da série “s” passos à frente, faz com que haja perda de informações referentes aos choques aleatórios e a previsão passa a ser uma função de outra previsão, isso quer dizer que o poder de previsão será diminuído. Já o trabalho com pequena base de dados, também empobrece a confiança nos resultados das previsões. A metodologia ARIMA deve ser aplicada em séries com mais de 50 observações. Neste trabalho, foram consideradas 4195, desconsiderando-se o período noturno, onde a irradiância solar é nula. (MELO, 2016, p. 60).

Os processos ARIMA apresentam a característica geral de suas previsões reverterem à média quando o horizonte de previsão aumenta. Nesse sentido, o potencial de previsão destes modelos está limitado a horizontes de curto prazo (FISCHER, 1982, p. 66).

3.3 Erros de previsão

A análise de investimentos requer, primordialmente, uma estimativa dos rendimentos futuros que o emprego do capital vai propiciar (LIMA, 2007, p.11). A Teoria do Portfólio adaptada para a integração e o melhoramento da previsibilidade

da irradiância solar e da velocidade dos ventos leva em consideração três itens: variância dos valores do título, a relação entre os títulos, e os erros de previsão.

Os erros percentuais da previsão são encontrados através da equação (3.1). Nesta, E_p é o erro de previsão, D_m são os dados medidos e D_p são os dados previstos.

$$E_p = \frac{(D_p - D_m) \times 100}{D_m} \quad (3.1)$$

Os erros de previsão solar e eólicos, serão encontrados em diferentes horas do dia, ou seja, onde há diferentes níveis de disponibilidade de recurso energético. Se um erro de previsão solar, por exemplo, acontecer no período de pôr do sol, fenômeno que ocorre das 17h às 18 h em Maracanaú, os impactos desses erros a uma geração de eletricidade serão menores do que erros que acontecerem as 12h, onde costumasse encontrar a maior disponibilidade de recurso solar. Para a geração eólica, que também tem seu recurso intermitente, o mesmo pode acontecer. Para nivelar os erros de previsão levando-se em consideração a amplitude de disponibilidade de recurso, é aplicado o filtro denominado Fator de Impacto.

Os valores dos erros de previsão ponderados podem ser encontrados a partir das equações (3.2) e (3.3). Na equação 3.2, E_{pon} é o erro de previsão ponderado, E_p é o erro de previsão e FI é o fator de impacto. Na equação 3.3, FI é o fator de impacto, D_m é o dado medido e M_r é o maior valor encontrado do recurso.

$$E_{pon} = E_p \cdot FI \quad (3.2)$$

$$FI = \frac{D_m}{M_r} \quad (3.3)$$

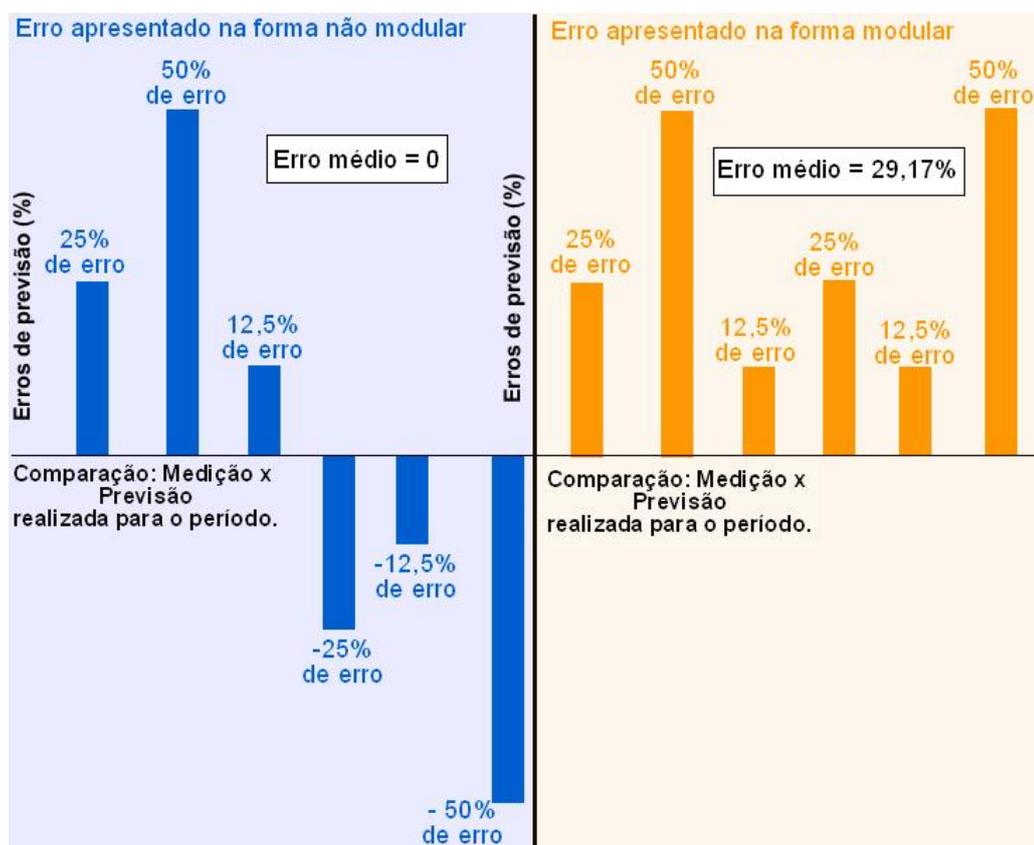
Os erros de previsão podem ter os seus percentuais encontrados com sinais positivos e negativos. Quando encontrado no eixo negativo isso significa que a previsão cometeu o erro de subestimar a quantidade de energia, seja recurso solar ou recurso eólico, para o período de análise. No caso do erro positivo, essa característica

determina que o sistema de previsão superestimou a quantidade de energia disponível.

Esta dissertação trabalhará erros com sinais positivos e negativos a fim de detectar a tendência da combinação em relação a subestimar ou superestimar a quantidade de recurso energético. Porém, para que os dados possam dar compreensão do afastamento das previsões do seu valor ideal, também serão apresentados os módulos dos erros. O erro médio pode ter o seu valor anulado caso haja o confrontamento de erros positivos e negativos.

O efeito entre o estudo dos erros da forma modular e não modular, onde propositalmente criou-se um cenário da análise dos erros com sinais positivos e negativos com o estudo dos módulos está representado na Figura 3.18.

Figura 3.18 – Gráfico comparativo entre erros de previsão modular e não modular.



Fonte: Autor.

Verifica-se, nesse caso, que houve uma anulação no valor do erro médio no primeiro exemplo, conforme explicado anteriormente.

Com implementação de geradores a partir de fontes intermitentes de produção de eletricidade, dependentes de fatores climáticos, as técnicas de previsão de disponibilidade de recurso devem ser reforçadas a fim de se reduzir os impactos provocados pela diferença entre a energia elétrica produzida e a demanda de eletricidade. Desta forma, necessitando de menos balanceamento no sistema elétrico.

A teoria do Portfólio adaptada ao melhoramento da previsibilidade de recurso solar e eólico pode ser utilizada para a determinação da quantidade ideal de cada uma das duas energias supracitadas, ou seja, definição do percentual de aplicação em relação ao contexto geral da matriz energética.

Para exemplificar, no setor de energia, se houvesse uma definição de hipotéticos 65% de energia eólica e 35% de energia solar, calculado através da Teoria do Portfólio, isso significaria que essa porcentagem, conforme a utilização proposta por esse trabalho, seria o cenário de menores possibilidades de erros de previsão e com o menor risco possível. Isso significa que com o aprimoramento dos métodos de previsão dos recursos alternativos em estudo, as usinas que utilizarem essa metodologia poderão determinar com maior precisão a quantidade de energia elétrica que será injetada na matriz elétrica, devido ao efeito de diversificação e de complementação, consequentemente evitando excessos ou faltas de energia para atendimento da demanda de consumo elétrico.

3.4 Gráfico de Fronteiras Eficientes

No caso da adaptação da Teoria do Portfólio para melhoramento da previsibilidade do recurso solar e eólico, a elaboração do gráfico de fronteira eficiente foi desenvolvida de forma a criar situações onde existam combinações de diversas porcentagens de penetração da energia solar e eólica.

A representação da obtenção da diversificação entre os diferentes níveis dos ativos do portfólio pode ser vista na Tabela 3.4, onde para isso foram combinadas para cada uma das 11 faixas percentuais de cada ativo as suas respectivas horas de previsão eólica e previsão solar, que ao todo são 546 horas. Onde, E é o erro de previsão integrado, E_s é o erro de previsão solar, E_e é o erro de previsão eólica e n é o número da previsão horária.

Tabela 3.4 – Integração das previsões.

S100% - E 0%	S90% - E10%	...	S0% - E100%
$E = Es1 x 1 + Ee1 x 0$	$E = Es1 x 0,9 + Ee1 x 0,1$...	$E = Es1 x 0 + Ee1 x 1$
$E = Es2 x 1 + Ee2 x 0$	$E = Es2 x 0,9 + Ee2 x 0,1$...	$E = Es2 x 0 + Ee2 x 1$
$E = Es3 x 1 + Ee3 x 0$	$E = Es3 x 0,9 + Ee3 x 0,1$...	$E = Es3 x 0 + Ee3 x 1$
$E = Es4 x 1 + Ee4 x 0$	$E = Es4 x 0,9 + Ee4 x 0,1$...	$E = Es4 x 0 + Ee4 x 1$
$E = Es5 x 1 + Ee5 x 0$	$E = Es5 x 0,9 + Ee5 x 0,1$...	$E = Es4 x 0 + Ee5 x 1$
$E = Es6 x 1 + Ee6 x 0$	$E = Es6 x 0,9 + Ee6 x 0,1$...	$E = Es4 x 0 + Ee6 x 1$
$E = Es7 x 1 + Ee7 x 0$	$E = Es7 x 0,9 + Ee7 x 0,1$...	$E = Es4 x 0 + Ee7 x 1$
$E = Es8 x 1 + Ee8 x 0$	$E = Es8 x 0,9 + Ee8 x 0,1$...	$E = Es4 x 0 + Ee8 x 1$
.	.		.
.	.		.
.	.		.
$E = Esn . 1 + Ee n . 0$	$E = Esn x 0,9 + Ee n x 0,1$...	$E = Esn x 0 + Ee n x 1$

Fonte: Autor

Os cenários criados para obtenção dos dados do gráfico de fronteiras eficientes variam conforme a seguir: 100% de utilização solar e 0% de utilização eólica; 90% de utilização solar e 10% de utilização eólica; e assim, de maneira sucessiva, até 0% de utilização solar e 100% de utilização eólica. Para isso, foram desenvolvidas ao todo na presente dissertação, 11 situações que retratam a progressão e a reação da diversificação através da percepção das variações do risco do portfólio (desvio padrão).

Os resultados necessários para o desenvolvimento do gráfico de fronteiras eficientes podem ser encontrados através da Tabela 3.5: R_i é o risco da integração, R é o risco, s refere-se ao recurso solar e e refere-se ao recurso eólico. Os erros percentuais também estão desenvolvidos na tabela, onde, E é erro percentual, Es é o erro percentual da previsão solar e Ee é o erro percentual da previsão eólica.

A elaboração do gráfico de fronteiras eficientes conta com a diversificação dos ativos, no caso da Tabela 3.5, dois ativos, o recurso solar e recurso eólico, que estão compondo o portfólio ao qual pretende-se propor a integração.

Tabela 3.5 – Elaboração de Gráfico de fronteiras eficientes.

Elaboração de Fronteira Eficiente		
Cenários	Risco	Erros
Solar 100 % - Eólica 0%	$R_i = R(100\% s - 0\%e)$	$E = E_s x 1 + E_e x 0$
Solar 90 % - Eólica 10%	$R_i = R(90\% s - 10\%e)$	$E = E_s x 0,9 + E_e x 0,1$
Solar 80 % - Eólica 20%	$R_i = R(80\% s - 20\%e)$	$E = E_s x 0,8 + E_e x 0,2$
Solar 70 % - Eólica 30%	$R_i = R(70\% s - 30\%e)$	$E = E_s x 0,7 + E_e x 0,3$
Solar 60 % - Eólica 40%	$R_i = R(60\% s - 40\%e)$	$E = E_s x 0,6 + E_e x 0,4$
Solar 50 % - Eólica 50%	$R_i = R(50\% s - 50\%e)$	$E = E_s x 0,5 + E_e x 0,5$
Solar 40 % - Eólica 60%	$R_i = R(40\% s - 60\%e)$	$E = E_s x 0,4 + E_e x 0,6$
Solar 30 % - Eólica 70%	$R_i = R(30\% s - 70\%e)$	$E = E_s x 0,3 + E_e x 0,7$
Solar 20 % - Eólica 80%	$R_i = R(20\% s - 80\%e)$	$E = E_s x 0,2 + E_e x 0,8$
Solar 10 % - Eólica 90%	$R_i = R(10\% s - 90\%e)$	$E = E_s x 0,1 + E_e x 0,9$
Solar 0 % - Eólica 100%	$R_i = R(0\% s - 100\%e)$	$E = E_s x 0 + E_e x 1$

Fonte: Autor.

A ilustração de um cenário de evolução dos diferentes percentuais do recurso eólico e do recurso solar presentes na Tabela 3.5 pode ser visualizado através da Figura 3.19.

Figura 3.19 – Desenvolvimento do gráfico de fronteiras eficientes.



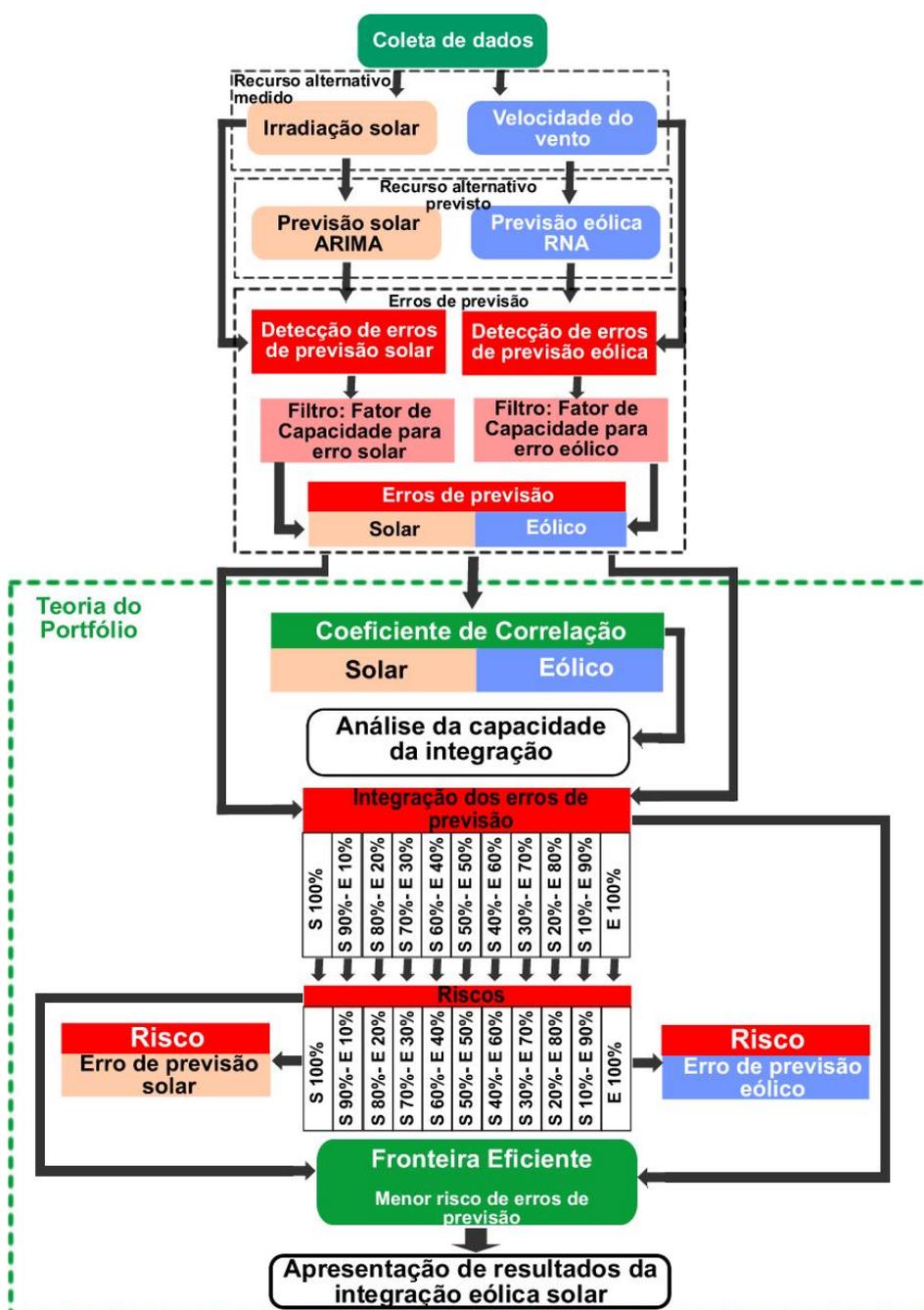
Fonte: Autor.

Vale ressaltar que a figura desenvolvida tem o caráter apenas de representar e facilitar o entendimento da elaboração do gráfico de fronteiras eficientes.

3.5 Etapas para adaptação da Teoria do Portfólio

O desenvolvimento da adaptação da Teoria do Portfólio para o melhoramento da previsibilidade do recurso eólico e solar está ilustrado na Figura 3.20.

Figura 3.20 – Fluxograma da adaptação da Teoria do Portfólio.



Fonte: Autor.

A adaptação da Teoria do Portfólio é desenvolvida nas seguintes etapas: Coleta de dados de velocidade do vento e irradiância solar; estudo dos erros de previsibilidade; aplicação do filtro de fator de impacto; definição do coeficiente de correlação; análise da capacidade de integração dos ativos; integração dos erros de previsão eólico e solar para 11 faixas de combinações distintas que vão de 100% de energia solar e 0% de energia eólica a 0% de energia solar e 100% de energia eólica; determinação e análise dos riscos das 11 integrações; elaboração do gráfico de fronteiras eficientes; determinação da porcentagem de penetração de cada ativo através da leitura do gráfico de fronteiras eficientes.

3.6 Conclusões do capítulo

O capítulo 3 apresentou os dispositivos pertencentes a estação meteorológica utilizada para a coleta de dados de irradiância solar e velocidade do vento, bem como os dados obtidos de disponibilidade de recurso solar e eólico para os períodos de fevereiro de 2012 a janeiro de 2013 para coleta de dados referentes a velocidade do vento e maio de 2012 a abril de 2013 referente a irradiância solar.

Apresentou-se também o ajuste do período de coleta de dados de irradiância solar para que as previsões fossem referentes as mesmas horas do ano de 2013. Além disso, foram apresentadas duas técnicas distintas de previsibilidade de recurso alternativos, sendo elas, RNA para velocidade do vento e a técnica ARIMA para irradiância solar.

Este capítulo também demonstrou os mecanismos de obtenção e ponderação de erros, bem como todo o procedimento da adaptação da Teoria do Portfólio, através do fluxograma apresentado na sessão anterior.

4 INTEGRAÇÃO EÓLICA SOLAR

A característica de intermitência das fontes de energia solar e eólica faz com que haja necessidade de armazenamento de energia ou a integração dessas fontes com outras fontes de produção de eletricidade. Essa intermitência provoca a necessidade do balanceamento do sistema elétrico devido a diferença entre a quantidade de energia prevista a ser inserida na rede elétrica e a eletricidade produzida.

Através da integração das fontes alternativas de energia, nessa dissertação, eólica e solar, pode-se obter a diversificação da matriz elétrica. Então, com a finalidade de colaboração no aperfeiçoamento de métodos de implantação e gerenciamento das novas tecnologias de complementação da matriz energética, mais precisamente no tocante a previsão de disponibilidade de recursos alternativos, é apresentado nessa dissertação, um mecanismo para definição do percentual de penetração de cada fonte alternativa estudada, na colaboração de produção de energia elétrica.

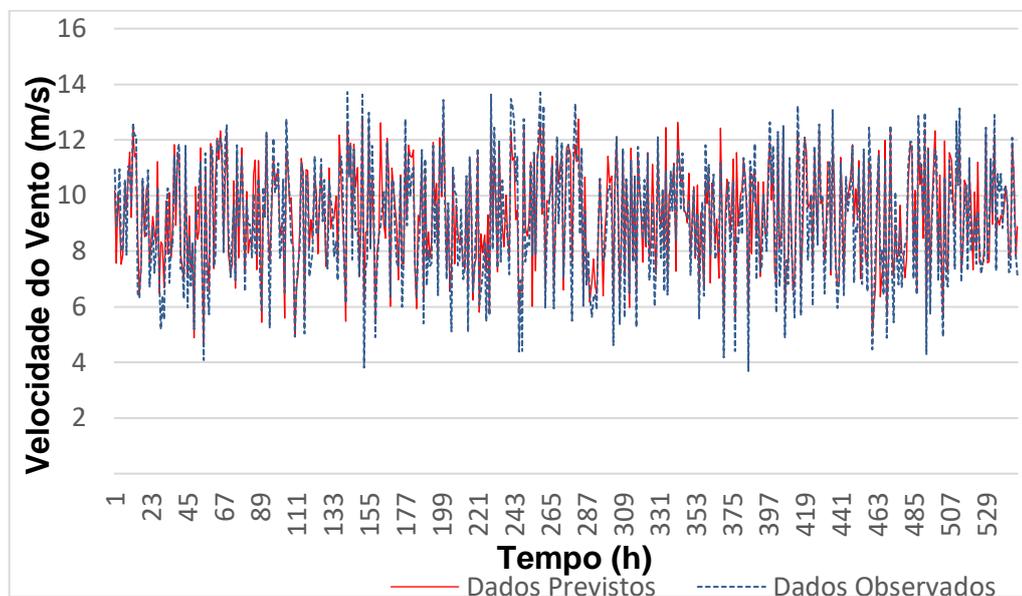
No presente capítulo, são apresentados os resultados da integração dos recursos solares e eólicos após o processamento da Teoria do portfólio. Uma análise dos dados observados e medidos, dados referentes a erros de previsão e dos riscos de se cometer erros futuros, bem como a definição do percentual de penetração de cada fonte, para que se tenha uma matriz energética alternativa com menos erros de previsão. A organização das seções deste capítulo apresenta a seguinte disposição: dados previstos e observados; erros de previsão; características estatísticas; fronteiras eficientes; recursos alternativos integrados.

4.1 Dados previstos e observados

Através da figura 4.1 obtemos o comparativo entre os valores de velocidade do vento em m/s obtidos através das previsões da RNA tipo Perceptron com Múltiplas Camadas (PMC) com o auxílio da técnica de *Focused Time Delay Neural Network* (FTDNN) e a velocidade do vento observada pela estação anemométrica localizada em Maracanaú pertencente ao projeto do CNPq “Previsão de potencial eólico visando operação integrada ótima de unidades geradoras de eletricidade: estudo de caso para

o Nordeste do Brasil. Foram realizadas previsões de 546 horas de velocidade do vento.

Figura 4.1 – Comparativo entre a velocidade do vento observada e prevista.



Fonte: Autor.

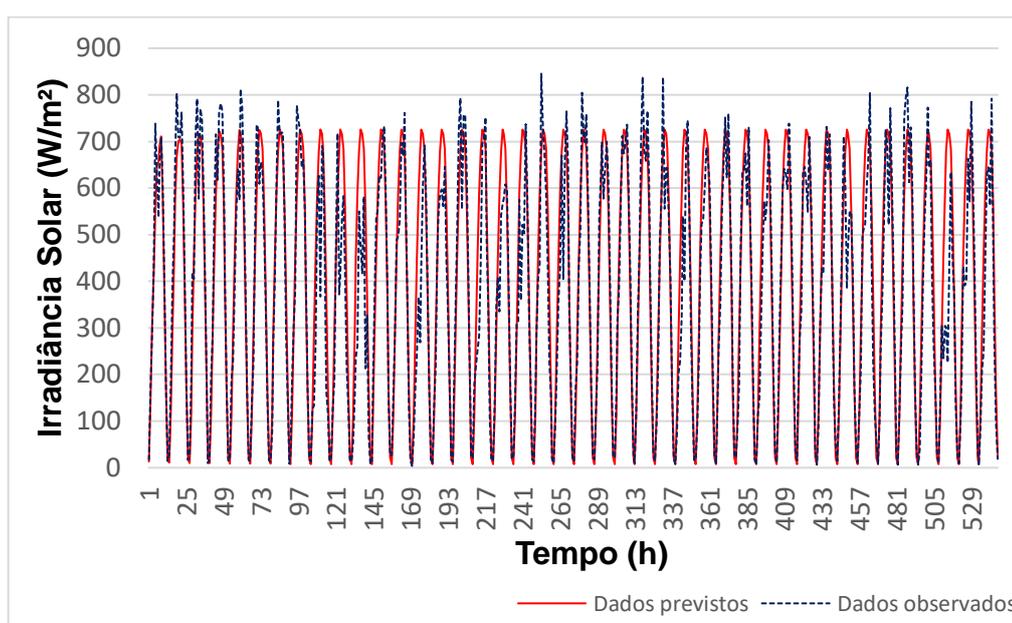
As previsões de velocidade do vento conseguiram acompanhar as variações de amplitudes ao longo do período analisado. Em algumas situações os valores obtidos através da RNA não demonstraram fidelidade aos valores de velocidade do vento observados, destacando-se a hora 152 (8:00h) da previsão, onde o valor previsto para disponibilidade de recurso eólico neste momento foi de 3,81 m/s e o valor observado foi de 6,12 m/s, apresentando-se como a maior diferença entre valores previstos e observados obtidos para todas as 546 horas de previsão, ocasionando a subestimação da quantidade disponível de recurso eólico. A menor diferença entre valores previstos e observados foi encontrado na hora 156 (12:00h), com o valor de previsão de 8,10 m/s e valor observado de 8,10 m/s.

O maior valor de velocidade do vento observado foi de 13,72 m/s enquanto o maior valor de velocidade do vento previsto foi de 12,84 m/s. O menor valor de velocidade do vento observado foi de 8,89 m/s enquanto menor valor previsto para a velocidade do vento foi de 7,56 m/s.

De forma geral a previsão manteve-se de forma estável, fazendo um acompanhamento da característica de intermitência de velocidade do vento no decorrer das horas.

Relacionado à previsão de recurso solar, o comportamento dos valores previstos e observados de irradiância solar podem ser visualizados na Figura 4.2, que apresenta os valores em W/m^2 obtidos através das previsões adquiridas pelo método ARIMA, que consiste na busca de um modelo autorregressivo integrado e de médias móveis e a irradiância solar medida pela estação anemométrica. Foram realizadas previsões de 546 horas de irradiância solar.

Figura 4.2 – Comparativo entre a irradiância solar observada e prevista.



Fonte: Autor.

Verifica-se que as previsões de irradiância solar fazem o acompanhamento da característica do comportamento da disponibilidade solar ao longo do dia, porém é notório que situações de interferências climáticas, tais como chuvas e períodos nublados por exemplo, não foram compreendidas e antecipadas pelo método de previsão ARIMA. Mesmo assim o método foi capaz de apresentar valores próximos de previsões e observações em diversas horas do período de análise. Lembrando que o período noturno foi desconsiderado para as previsões por se tratarem de valores nulos.

Para as situações em que os valores obtidos através do método de antecipação de séries temporais ARIMA não acompanhou de forma satisfatória os valores de irradiância solar observados, há um destaque para a hora 514 (12:00h) da previsão, onde o valor previsto para disponibilidade de recurso solar foi de $725,42 W/m^2$ e o

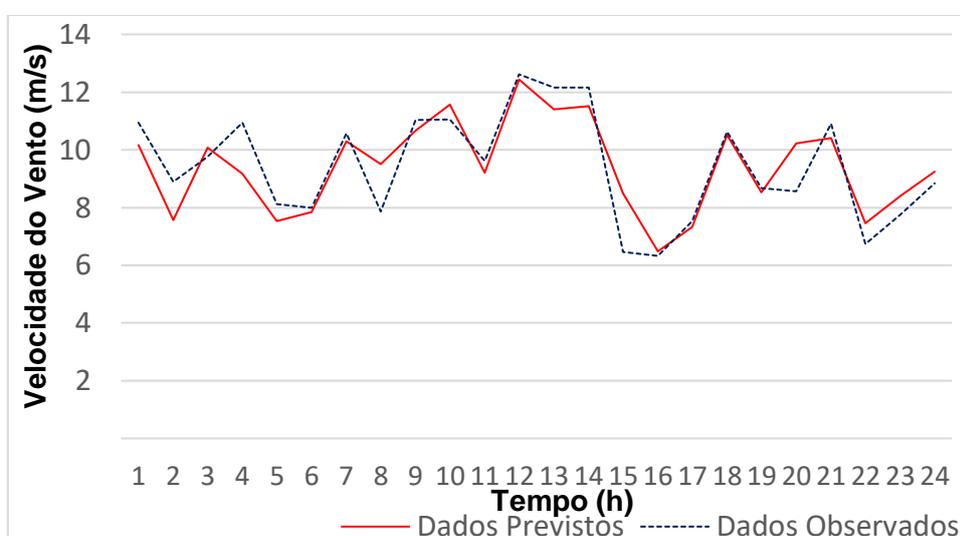
valor observado foi de 225,75 W/m², apresentando-se como a maior diferença entre valores previstos e observados obtidos para todas as 546 horas de previsão, ocasionando uma grande superestimação da quantidade disponível de recurso solar para o momento em análise. A menor diferença de valores previstos e observados foi encontrado na hora 250 (8:00h), com o valor de previsão de 288,13 W/m² e valor observado de 288,5 W/m².

O maior valor de irradiância solar observado foi de 845,5 W/m² enquanto o maior valor de irradiância solar previsto foi de 725,42 W/m². O menor valor de irradiância solar observado foi de 3,92 W/m² enquanto menor valor previsto para irradiância solar foi de 7,5 W/m².

A previsão de irradiância solar não acompanhou as variações climáticas ao longo das horas, entretanto conseguiu fazer um bom acompanhamento das variações naturais de amplitudes no decorrer das horas.

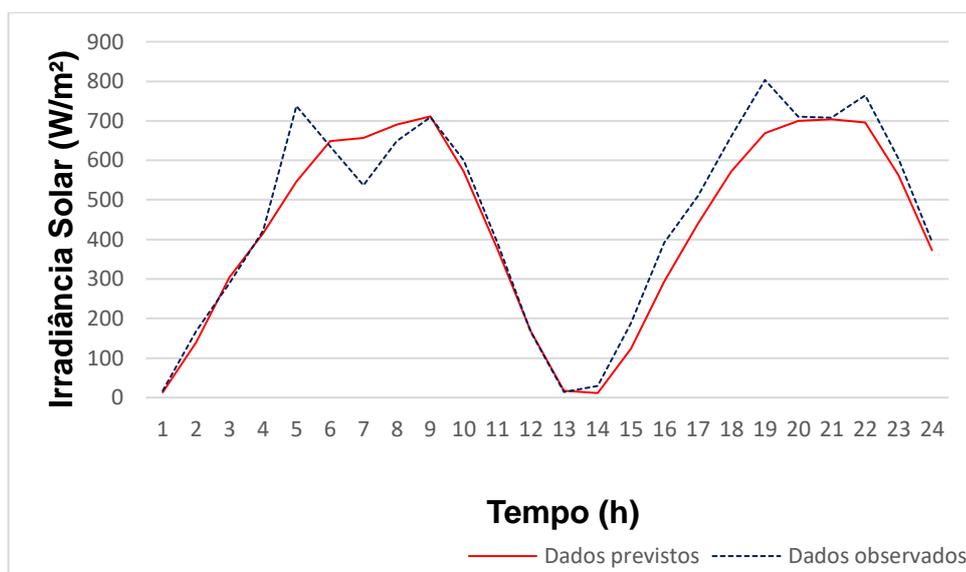
O comparativo entre os dados encontrados através das previsões obtidas por RNA para velocidade do vento e pelo método ARIMA para irradiância solar e seus respectivos dados medidos pela estação meteorológica, para as primeiras 24 horas de previsão, são apresentados nas Figuras 4.3 e 4.4. A separação desse período facilita a visualização e a comparação entre os valores medidos e observados.

Figura 4.3 – Comparativo entre a velocidade do vento prevista e observada para as primeiras 24 horas de previsão (a partir de 1 de fevereiro de 2013).



Fonte: Autor.

Figura 4.4 – Comparativo entre a irradiância solar prevista e observada para as primeiras 24 horas de previsão (a partir de 1 de fevereiro de 2013).

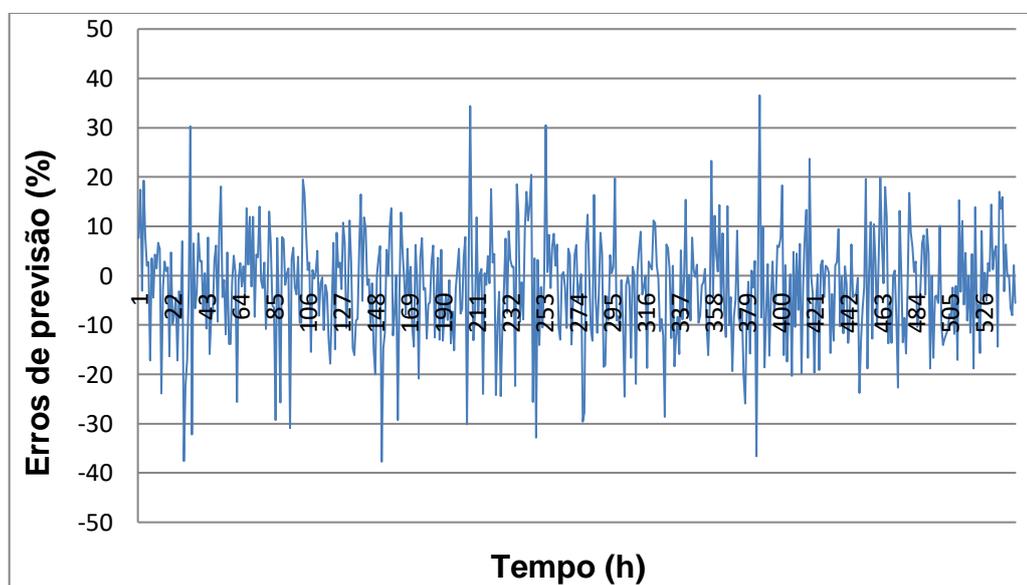


Fonte: Autor.

4.2 Erros de previsão

O processamento dos erros de previsão foi realizado através da adaptação da Teoria do Portfólio para melhoramento de previsão de recurso eólico e solar. O comportamento dos erros de previsão eólica pode ser visualizado na Figura 4.5.

Figura 4.5 – Erros de previsão eólica.



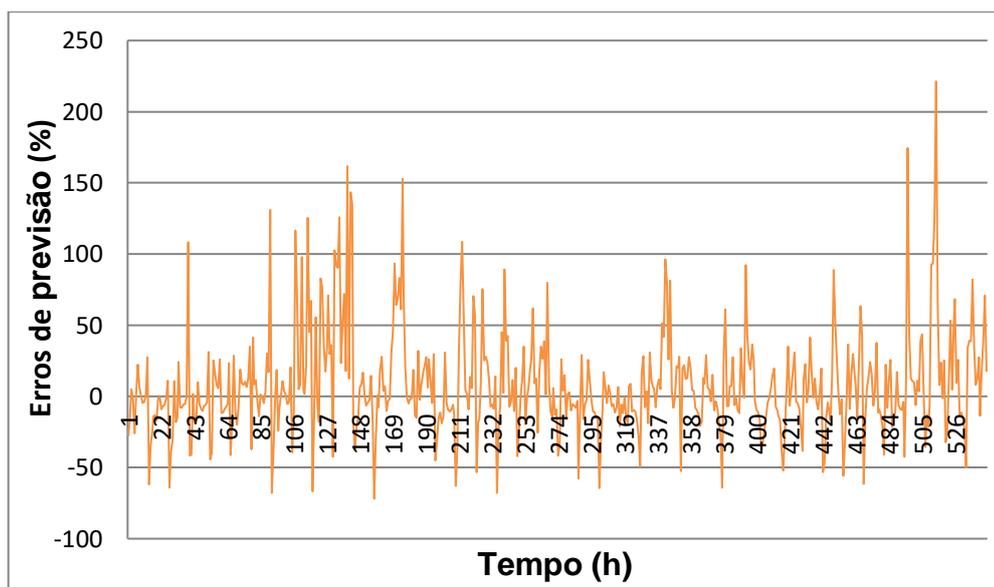
Fonte: Autor.

Conforme apresentado no tópico anterior, a previsão eólica que apresentou maior diferença proporcional entre valores de velocidade do vento medida e prevista foi realizada na hora 152 (8:00h), onde obteve-se o erro de -37,72%, apresentando assim a maior subestimação da quantidade disponível de recurso eólico para a cidade de Maracanaú no período das previsões. Já na hora 387 (03:00h) houve a maior superestimação de disponibilidade de recurso eólico, onde obteve-se o erro de previsão de 36,56%. O menor erro de previsão eólica encontrado foi obtido na hora 156 (12:00h), com o valor de 0%.

Contudo, o erro médio das previsões eólicas foi de -2,36%, porém, se for considerado o módulo dos erros, que mede o afastamento da previsão em relação ao seu respectivo dado medido, fazendo com que não haja anulação de erros devido à combinação de valores positivos e negativos, o valor encontrado é de 8,51%.

Considerando a previsão de recurso solar, o comportamento dos erros pode ser visualizado na Figura 4.6. Conforme apresentado, a previsão com o método ARIMA apresenta tendências de superestimar a disponibilidade de recurso solar.

Figura 4.6 – Erros de previsão solar.



Fonte: Autor.

Na hora 514 (12:00h), onde houve a maior superestimação de disponibilidade de recurso solar, obteve-se o erro de previsão de 221,34%. A menor diferença de valores previstos e observados, encontrada na hora 250 (08:00h), obteve o valor do erro de previsão de -0,13%. Por fim, o erro médio das previsões solares foi de 8,32%

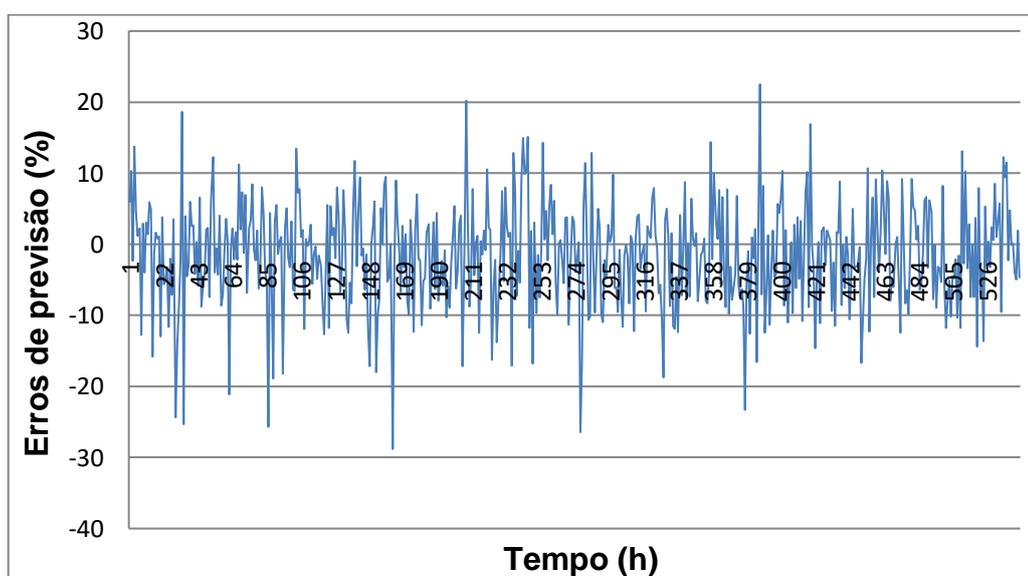
e a média do módulo dos erros foi de 24,62%. Em 14 situações os erros de previsão solar foram maiores que 100%.

Os maiores erros de previsão eólica e solar encontrados aconteceram em diversas horas do dia, onde obtém-se diferentes níveis de irradiância solar/velocidade do vento e conseqüentemente apresentando impactos diferentes a uma possível usina de produção de eletricidade a partir do recurso alternativo em Maracanaú. Essa característica faz com que os erros de previsão necessitem da aplicação de um mecanismo que detecte a amplitude da velocidade do vento e da irradiância solar, para que com isso os impactos dos erros de previsão sejam redimensionados de acordo com a disponibilidade de recurso.

Em busca do real impacto dos erros de previsão na possível produção de eletricidade, os erros de previsões foram processados com os fatores de impacto. Esse procedimento foi aplicado para as previsões de recurso solar e de recurso eólico, onde os erros receberam a ponderação de proporcionalidade de impacto baseado na amplitude do recurso de energia medido.

Os valores ponderados dos erros de previsão eólica, processados a partir dos respectivos fatores de impacto, são apresentados na Figura 4.7.

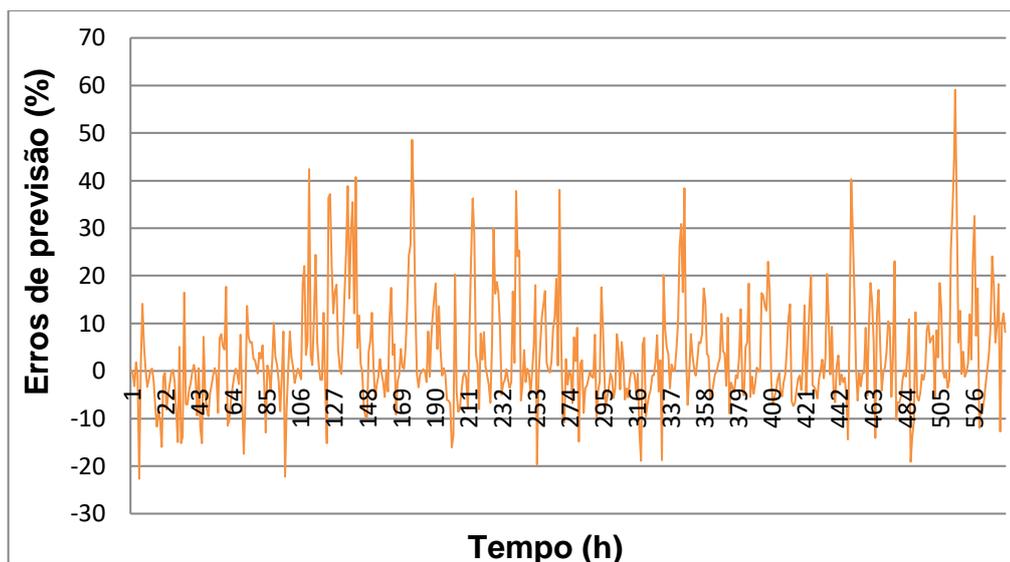
Figura 4.7 – Erros ponderados da previsão eólica.



Fonte: Autor.

Os valores ponderados dos erros de previsão solar, processados a partir dos respectivos fatores de impacto, são apresentados na Figura 4.8.

Figura 4.8 – Erros ponderados da previsão solar.



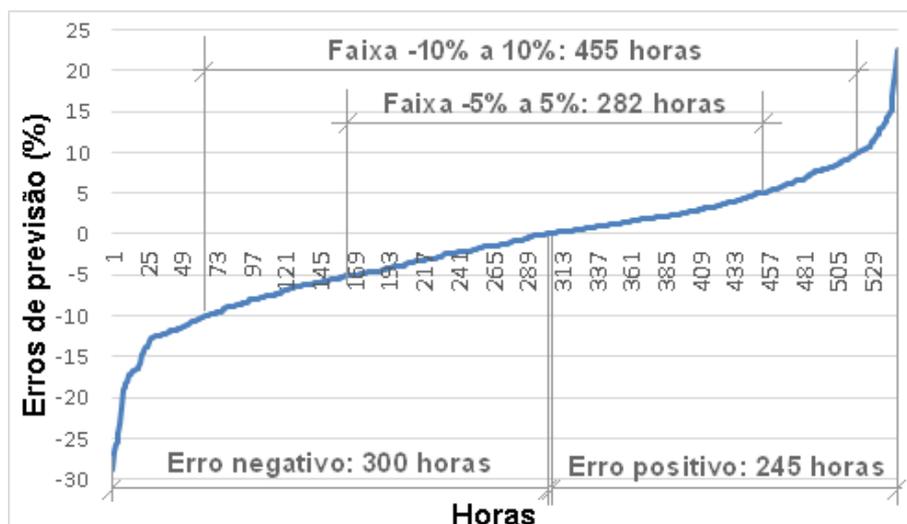
Fonte: Autor.

A previsão eólica ponderada que apresentou maior diferença proporcional entre valores de velocidade do vento medida e prevista foi a hora 162 (18:00h), onde obteve-se o erro de -28,82%, apresentando assim a maior subestimação da quantidade disponível de recurso eólico para a cidade de Maracanaú no período das previsões. Já na hora 387 (03:00h) houve a maior superestimação de disponibilidade de recurso eólico, onde obteve-se o erro de previsão de 22,5%. A menor erro foi encontrado na hora 156 (12:00h), com o valor de previsão apresentando 0% de erro.

Para a previsão solar ponderada, a maior subestimação de recurso aconteceu na hora 5 (10:00h), onde obteve-se o erro de -22,65%. Na hora 514 (12:00h) houve a maior superestimação de disponibilidade de recurso solar, onde obteve-se o erro de previsão de 59,1%. A menor diferença de valores previstos e observados foi encontrado na hora 506 (17:00h), com o valor de previsão apresentando 0,04% de erro.

Para uma melhor compreensão do comportamento dos erros de previsão, foi feita uma separação das horas da predição, relacionados de maneira crescente, demonstrando a sua respectiva amplitude de afastamento da previsão ideal, eólica e solar. Dessa forma é possível separar erros negativos e positivos, bem como compreender a quantidade de horas que ficou entre as faixas de -5% a 5% e -10% a 10%. A separação por horas dos erros de previsibilidade de recurso eólico é apresentada na Figura 4.9.

Figura 4.9 – Horas de previsão eólica em relação aos erros de previsão.

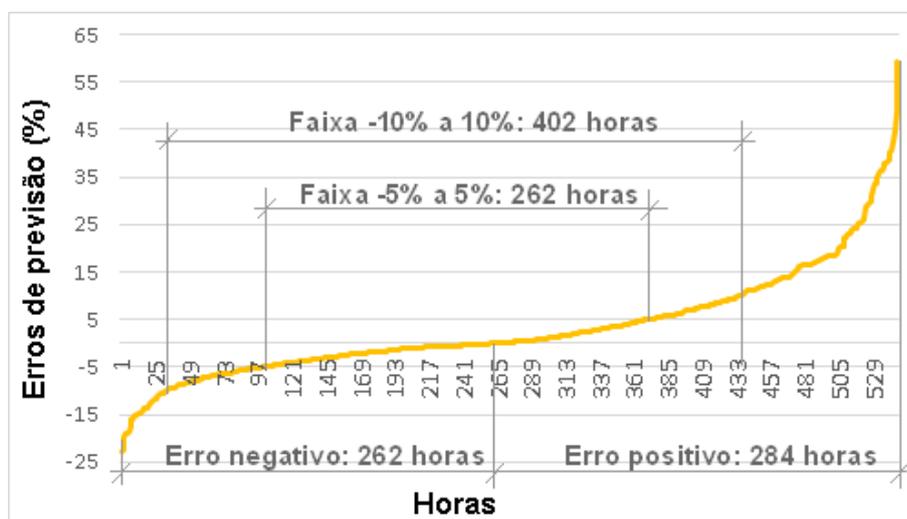


Fonte: Autor.

A previsibilidade de recurso eólico obteve um total de subestimação de 300 horas (54,95%), 245 horas (44,87%) de erro positivo e 1 hora (0,18%) de ausência de erro. Relacionado ao afastamento da previsão ideal, para o intervalo de erro de -5% a 5% de erro, um total de 282 horas (51,65%) conservaram-se dentro da faixa e 455 horas (83,33%) para a faixa de -10% a 10% de erro. A previsão variou de -28,82% a 22,5%.

Para a irradiância solar, a separação por horas dos erros de previsibilidade para esse recurso é apresentada na Figura 4.10.

Figura 4.10 – Horas de previsão solar em relação aos erros de previsão.



Fonte: Autor.

A previsibilidade de recurso solar obteve um total de subestimação de 262 horas (47,99%), 284 horas (52,61%) de erro positivo e não houve ausência de erro. Relacionado ao afastamento da previsão ideal, para o intervalo de erro de -5% a 5% de erro, um total de 262 horas (47,99%) conservaram-se dentro da faixa e 402 horas (73,63%) para a faixa de -10% a 10% de erro. A previsão variou de -22,65% a 59,1%.

Através do comparativo entre os erros de previsões eólicas e solares, conclui-se que a previsão de velocidade do vento apresenta um melhor desempenho. A previsão eólica obteve um total de 20 horas (3,66%) a mais para a faixa de -5% a 5% de erro em comparação a previsão solar e 53 horas (9,7%) a mais para a faixa de -10% a 10% de erro.

A previsão de recurso solar teve mais horas de erro positivo, totalizando 284 horas (52,01%) de superestimação de recurso pela previsão. A previsão de recurso eólico obteve uma maior quantidade de erros de subestimação de recurso, totalizando 200 horas (36,63%). Essa característica é benéfica para a aplicação da Teoria do Portfólio, devido ao efeito de complementação dos ativos.

A condensação dos números relacionados a erros de previsibilidade de disponibilidade de recurso eólico e de recurso solar pode ser vista nas Tabelas 4.1 e 4.2.

Tabela 4.1 – Médias das previsões eólicas.

Média Prevista	Média Medida	Média de Erros	Média Módulos Erros
9,09 m/s	9,29 m/s	-1,54%	5,82%

Fonte: Autor.

Tabela 4.2 – Médias das previsões solares.

Média Prevista	Média Medida	Média de Erros	Média Módulos Erros
418,04 W/m ²	353,60 W/m ²	3,16%	7,82%

Fonte: Autor

4.3 Características estatísticas

Os dados obtidos através das coletas e previsões realizadas, levantadas por esta dissertação, foram processados a partir das equações fornecidas pela Teoria do Portfólio e sua adaptação para melhoramento da previsibilidade de recursos alternativos/intermitentes de energia. A tabela 4.3 apresenta as características de covariância e coeficientes de correlação encontradas para os erros de previsão obtidos.

Tabela 4.3 – Covariância e coeficiente de correlação dos erros de previsão.

	Valor
Covariância	-2,3002
Coefficiente de Correlação	-0,0278

Fonte: Autor.

Os dados foram processados como parte de um conjunto de ativos que se complementam, onde foram encontrados os valores de covariância e coeficiente de correlação, como visto na Tabela 4.3.

O coeficiente de correlação dos erros de previsão apresenta-se como fator determinante para análise da capacidade de complementação entre os ativos. A série de dados de erros de previsão de disponibilidade de recurso eólico e solar, é utilizada para definição do potencial de integração dos dois recursos sob o ponto de vista dos erros de previsão, onde foi obtido o valor de -0,0278. Essa característica, no setor financeiro, é definitiva para a integração de ativos. No setor elétrico, no caso do estudo da integração das fontes solar e eólica, o coeficiente de correlação é utilizado para entender a capacidade de complementação dos ativos.

A característica mais desejada de um coeficiente de correlação para a integração de ativos, é o valor menor possível, que pode chegar a -1, que faz com que obrigatoriamente sempre que um valor apareça em um dos ativos, no outro apareça o seu oposto. Por exemplo, se a previsão de recurso solar obtiver um valor de erros de previsão de superestimação de 30%, para aquele mesmo período em análise, o erro de previsão solar seria de -30%, fazendo assim a compensação do erro através da média encontrada para o momento. Mesmo assim, o valor apresentado, próximo a

zero, está longe da característica que menos deseja-se, que é o coeficiente de correlação com o valor de +1.

A análise do coeficiente de correlação não pode ser simplificada, pois o gráfico de Fronteiras Eficientes demonstra a combinação nos mais diversos percentuais, indo de 0% de energia solar e 100% de energia eólica até 100% de energia solar e 0% de energia eólica, bem como leva em consideração o risco e a porcentagem de erros apresentados sobre o período de análise do estudo. Com isso, o coeficiente de correlação apresentado, pode ser analisado através da combinação dos dados de erros dos dois ativos e a partir de então ser feita uma conclusão do comportamento de complementação dos ativos.

4.4 Fronteiras eficientes

Para a elaboração do gráfico de fronteiras eficientes, um total de 11 combinações com diferentes percentuais de aplicação do recurso solar e eólico foram desenvolvidas. Após a integração dos recursos de energia, hora a hora, entre os recursos solares e eólicos, através das 11 combinações ponderadas dos erros de previsão, os riscos de erros de previsibilidade e os erros de previsibilidade para cada combinação foram encontrados.

Entre os valores obtidos destacam-se: o menor risco de erros de previsão com o valor encontrado de 6,09 para a combinação de 30 % de recurso solar e 70% de recurso eólico; o maior risco encontrado com o valor de 11,24 para a combinação de 100 % de recurso solar e 0% de recurso eólico; o menor erro de previsão proporcional encontrado, com o valor de -0,13% para a combinação de 30% de recurso solar e 70% de recurso eólico; e o maior erro de previsão 3,16% para a combinação de 100% de recurso solar e 0% de recurso eólico.

Para a combinação de 0% de recurso solar e 100% de recurso eólico, foram encontrados os valores de 7,38 de risco de erros de previsão e 1,54% de erro de previsão.

O desenvolvimento das combinações dos erros de previsão dos recursos solar e eólico pode ser visto na Tabela 4.4, onde para cada uma das 11 faixas ponderadas entre diferentes níveis para cada ativo, são apresentados os seus respectivos riscos e erros.

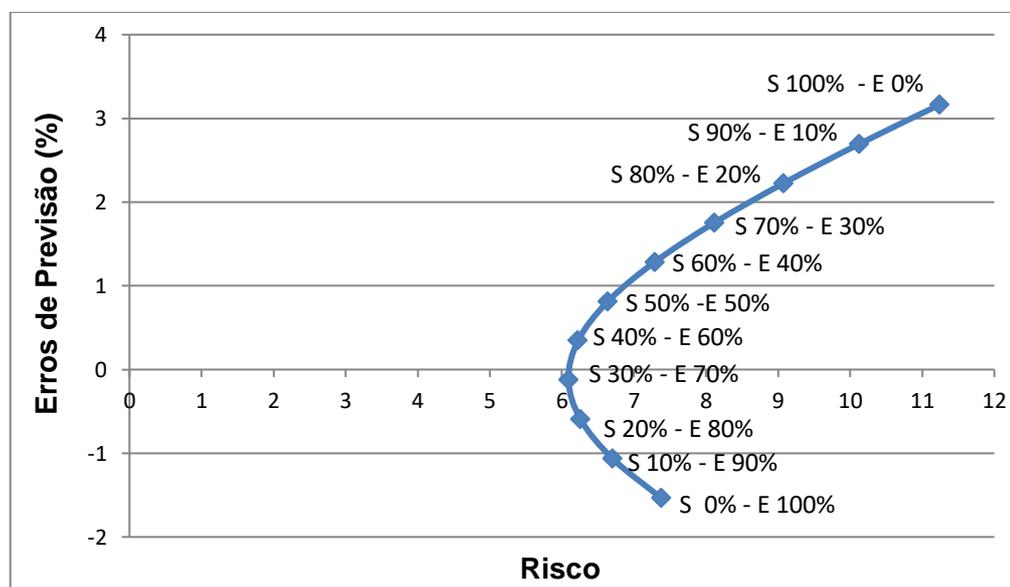
Tabela 4.4 – Integração das fontes eólica e solar.

Elaboração de Fronteira Eficiente		
Cenários	Risco	Erros
Solar 100 % - Eólica 0%	11,24	3,16%
Solar 90 % - Eólica 10%	10,13	2,69%
Solar 80 % - Eólica 20%	9,08	2,22%
Solar 70 % - Eólica 30%	8,12	1,75%
Solar 60 % - Eólica 40%	7,29	1,28%
Solar 50 % - Eólica 50%	6,64	0,81%
Solar 40 % - Eólica 60%	6,22	0,34%
Solar 30 % - Eólica 70%	6,09	-0,13%
Solar 20 % - Eólica 80%	6,26	-0,60%
Solar 10 % - Eólica 90%	6,71	-1,07%
Solar 0 % - Eólica 100%	7,38	-1,54%

Fonte: Autor.

O gráfico de fronteiras eficientes gerado a partir da integração proveniente da adaptação da Teoria do Portfólio para melhoramento da previsibilidade do recurso solar e eólico é apresentado na Figura 4.11.

Figura 4.11 – Fronteira Eficiente.



Fonte: Autor.

Os resultados obtidos por meio do gráfico de fronteiras eficientes demonstraram que o portfólio ótimo, ou seja, a combinação com mais fácil previsibilidade, baseado no levantamento de dados durando o período em análise para a cidade de Maracanaú-CE, é de 30% de utilização de recurso solar e 70% de recurso eólico. Essa característica é obtida pelo menor desvio padrão encontrado, onde para o portfólio gerado, os resultados obtidos teriam menores chances de um comportamento irregular em relação aos outros dados do estudo.

Vale ressaltar que esse percentual encontrado através da Teoria do Portfólio é definido apenas para a localidade em estudo e para as técnicas específicas de previsibilidade de recurso alternativo apresentadas por essa dissertação, portanto, para outras localizações e quaisquer alterações para melhoramento nos métodos de previsão, os dados devem ser reprocessados para que seja encontrado um novo portfólio ótimo.

Para a combinação de 30% de utilização de recurso solar e 70% de recurso eólico, o erro médio de previsão foi de -0,13%. Essa combinação, baseado no processamento da adaptação da Teoria do Portfólio, é a combinação com o menor risco para previsões futuras.

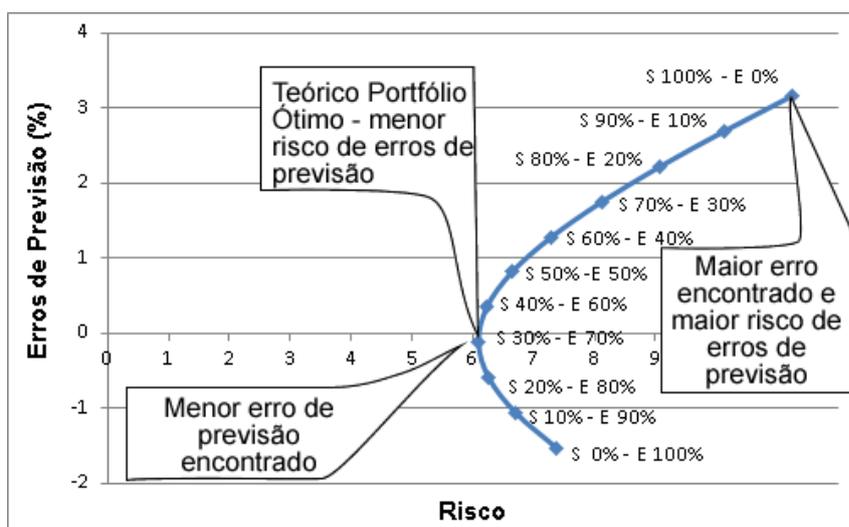
O menor risco encontrado determina a combinação. O menor risco pode não apresentar o menor valor de erros de previsão, isso se deve ao risco não diversificável já que a integração interfere apenas no risco diversificável do portfólio.

Em caso de não integração, observando isoladamente os riscos de previsibilidade eólica (7,38) e de previsibilidade solar (11,24), os riscos de erros de previsão foram maiores do que o risco encontrado a partir da integração de 30% solar e de 70% eólico (-0,13) proposto pelo portfólio gerado por essa dissertação.

Mesmo com resultados inferiores aos das previsões realizadas para o recurso eólico, a previsão de recurso solar não foi desprezada pela teoria. Mesmo com a presença de maiores erros de previsibilidade solar, o portfólio ótimo da integração, processado por esta dissertação, propõe a utilização de 30% da energia proveniente do sol.

Os principais pontos da integração dos recursos alternativos, eólico e solar, obtidos através da elaboração do gráfico de fronteiras eficientes, são apresentados na Figura 4.12 através de comentários expostos em uma representação gráfica.

Figura 4.12 – Destaque para os principais pontos presentes no gráfico de fronteiras eficientes.



Fonte: Autor.

Com uma análise puramente empírica, um gestor da matriz elétrica, levando em consideração os erros de previsibilidades apresentados, pode ter tendências a desconsiderar a técnica de previsão ARIMA aqui apresentada. O fato da utilização de 30% da fonte solar, mesmo com maiores erros de previsibilidade se comparados ao recurso eólico, se dá pela complementação entre ativos, provocando a diminuição dos riscos diversificáveis. Com isso, a teoria foi capaz de definir de forma matemática o percentual ideal para complementação das duas fontes de energia estudadas.

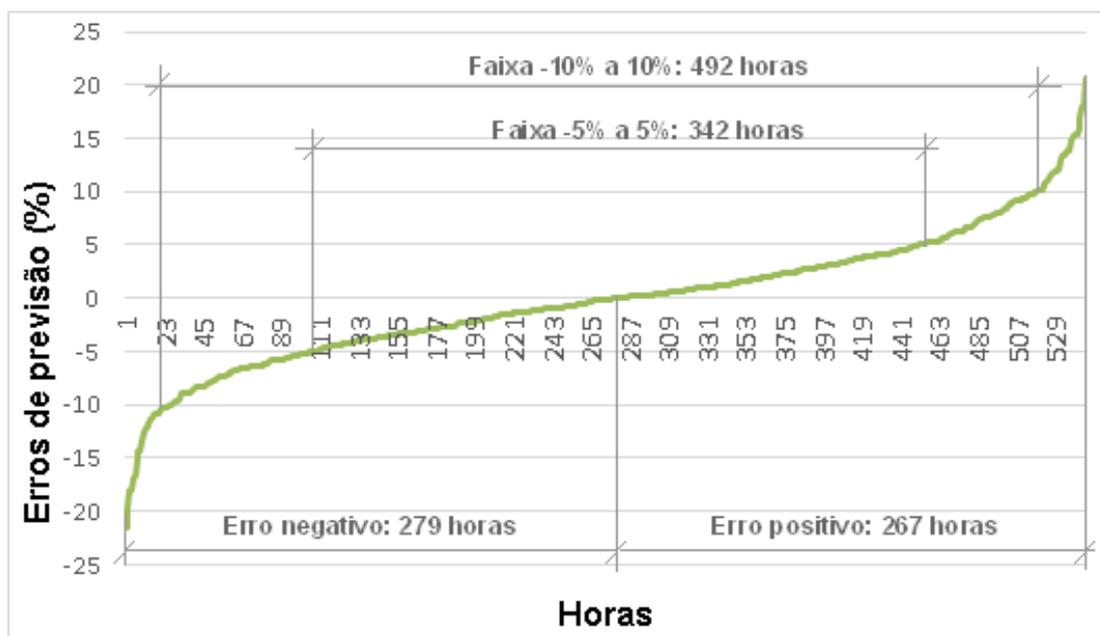
Destaca-se que a previsão do recurso solar deve ser melhorada por ter apresentados grandes erros e não ter sido capaz de antecipar as interferências climáticas como sombreamento por nuvens e chuva.

4.5 Recursos alternativos integrados

Com intuito de integração das fontes de energia solar e eólica, com percentuais definidos na perspectiva de erros de previsão, a presente dissertação demonstra o comportamento dos erros de previsibilidade em uma matriz alternativa composta pelos percentuais apresentados no tópico 4.4. Para isso foram criadas as combinações entre as 546 horas previstas de recurso eólico e as 546 horas previstas de recurso solar.

A separação por horas dos erros de previsão para a integração de 30% solar e 70% eólica esta apresentada na Figura 4.13.

Figura 4.13 – Horas de previsão solar e eólica integradas em relação aos erros de previsão.



Fonte: Autor.

A integração da previsibilidade de recurso eólico e recurso solar obteve um total de subestimação de 279 horas (51,1%), 267 horas (48,9%) de erro positivo e não houve em nenhuma hora de ausência de erro. Relacionado ao afastamento da previsão ideal, para o intervalo de erro de -5% a 5% de erro, um total de 342 horas (62,64%) conservaram-se dentro da faixa e 492 horas para a faixa de -10% a 10% de erro, o que totaliza um total de 90,11% do período previsto. A previsão variou de -21,56% a 20,54%.

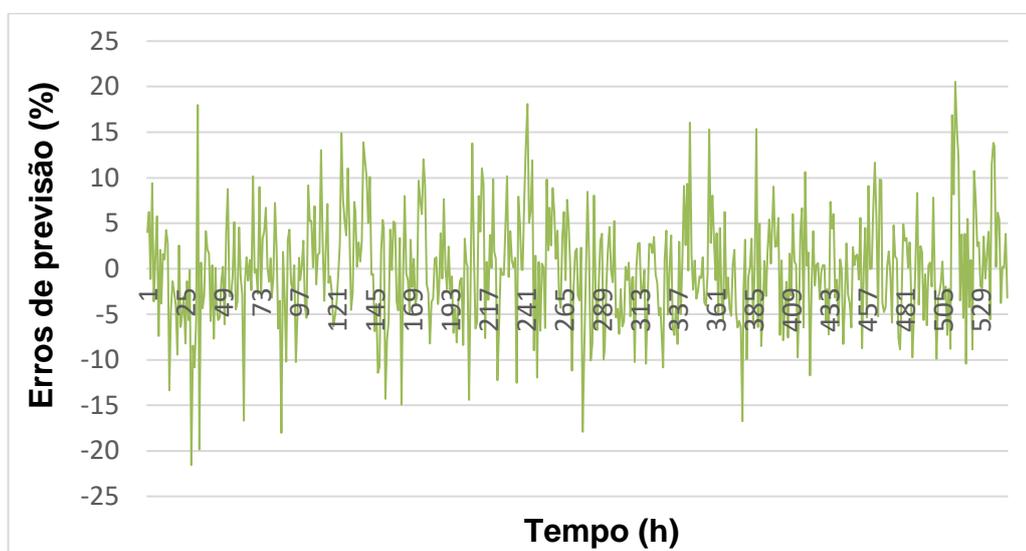
Os erros integrados obtiveram melhores resultados se comparados aos erros individuais de cada ativo. O erro médio de previsibilidade eólica encontrado foi de 1,54%, o erro médio de previsibilidade solar foi de 3,16%, enquanto o erro médio para a integração de 30% de recurso solar e 70% de recurso eólico foi de -0,13%. Para a faixa de -5% a 5% de erro, a previsão de recurso eólico obteve um total de 282 horas (51,65%) dentro da faixa, a previsão de recurso solar obteve um total de 262 horas (47,99%), enquanto a integração das fontes obteve 342 horas (62,64%) dentro da faixa. Para a faixa de -10% a 10% de erro, a previsão de recurso eólico obteve um

total de 455 horas (83,33%) dentro da faixa, a previsão de recurso solar obteve um total de 402 horas (73,63%), enquanto a integração das fontes obteve 492 horas (90,11%) dentro da faixa.

Outra característica que se destacou foi a de efeito de complementação entre os erros de previsão solar e eólico. Durante o período das previsões, a técnica RNA, utilizada para previsões de velocidade do vento, obteve um maior tempo com erros negativos, enquanto a técnica ARIMA, utilizada para previsão de irradiância solar, obteve mais horas com erros positivos.

O comportamento dos erros de previsão para a integração de 30% de recurso solar e 70% de recurso eólico é apresentado na Figura 4.14.

Figura 4.14 – Comportamento dos erros de previsão para a integração de 30% solar e 70% eólico.



Fonte: Autor.

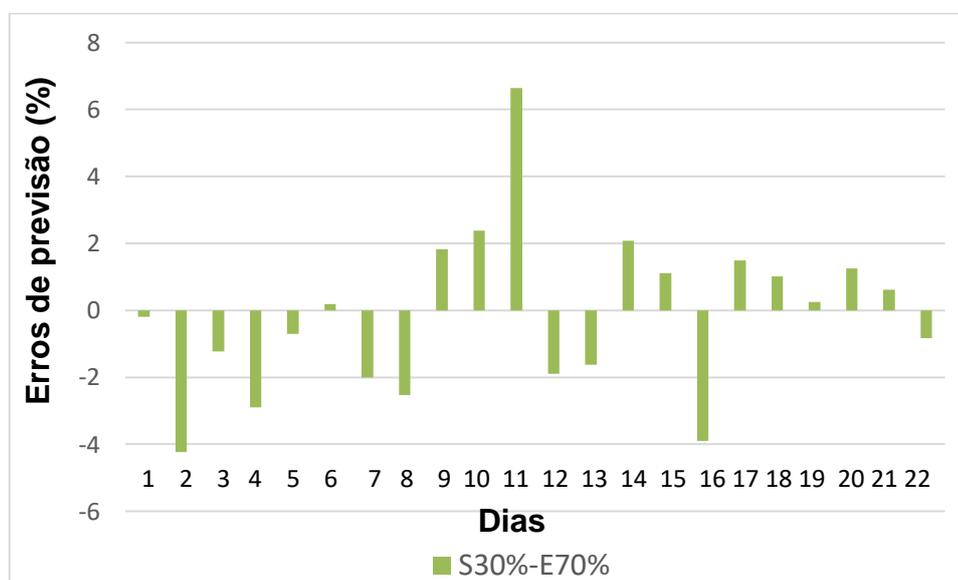
Conforme mencionado por Speth (2012) e aqui destacado, na Alemanha, geradores de energia elétrica a partir de fontes intermitentes têm que informar a produção prevista com um dia de antecedência. As informações fornecidas têm que ser cumpridas, mas em caso de variação, outras unidades de geração são utilizadas para equilibrar o sistema.

Baseado nessa informação, um cenário diário de previsões foi criado, ao todo, 22 dias de previsão com a porcentagem de utilização de 30% de recurso solar e 70% de recurso eólico. Para isso as médias diárias de irradiância solar e de velocidade do

vento foram encontradas e depois foram atribuídas as devidas proporções determinadas pela Teoria do Portfólio.

Ao todo foram realizadas 546 horas de previsão de recurso eólico e solar. Para recurso eólico, essas 546 horas equivalem a 22,75 dias. Portanto, considerando o valor exato de dias, foram considerados as primeiras 528 horas de previsão para a totalização de 22 dias. Para o recurso solar, conforme citado anteriormente, foram considerados apenas os períodos diurnos, totalizando 13 faixas de irradiância solar por dia. Portanto, para o confronto e integração eólico solar diária, foram consideradas as primeiras 286 horas de previsão eólica, totalizando também os 22 dias para análise. Os resultados das combinações diárias podem ser vistos através da figura 4.15.

Figura 4.15 – Erros de previsão diários para a integração eólico solar.



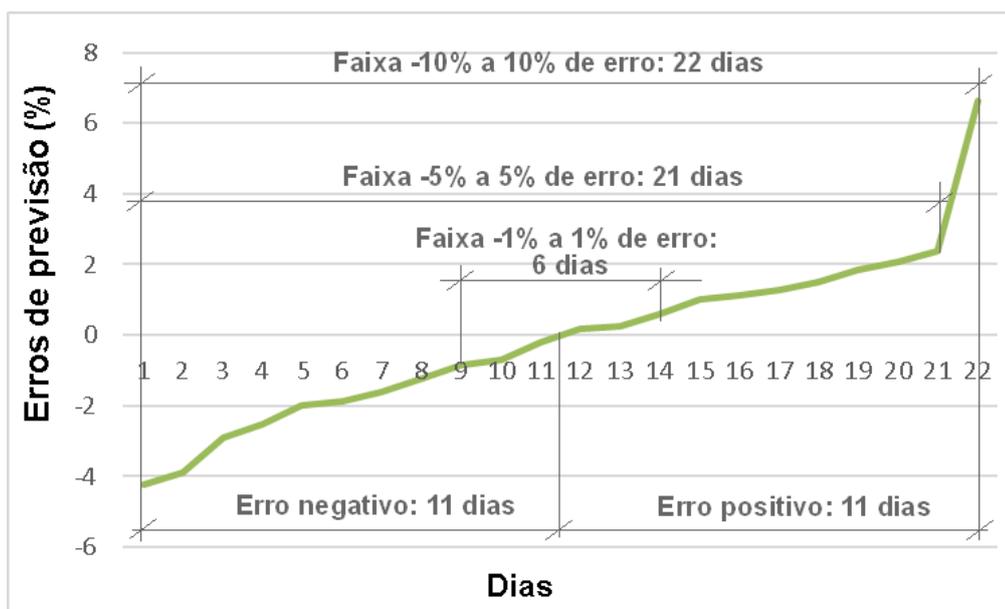
Fonte: Autor.

Relacionado ao afastamento da previsão ideal, ou seja, 0% de erros de previsão, o menor valor proporcional encontrado foi de 0,192% para o dia 6, em relação ao maior afastamento da previsão ideal, o valor encontrado foi de 6,64% para o dia 11.

A análise de erros de previsões diários, por faixas de porcentagem, originou as informações de que em 6 dias da previsão foram obtidos erros entre a faixa de -1% a 1%, 21 dias para o intervalo de erro de -5% a 5% de erro e 22 dias para a faixa de -10% a 10% de erro. Verifica-se então que a integração diária obteve valores

satisfatórios, com 100% dos dias previstos com resultados de erros da integração eólica solar entre -10% a 10%. Com isso, observamos que há diminuição dos erros se comparados as previsões horárias. Isso acontece devido a integração eólica solar e também pela suavização que ocorre durante o próprio dia, pelos diversos valores de erros horários dentro de cada recurso. A separação por dia dos erros de previsão, para a integração de 30% solar e 70% eólica está apresentada na Figura 4.16.

Figura 4.16 – Dias de previsão solar e eólica integrada em relação aos erros de previsão.



Fonte: Autor.

4.6 Conclusões do capítulo

Este capítulo apresentou a análise de erros de previsibilidade solar e previsibilidade eólica, as comparou e através da Teoria do Portfólio fez a integração das fontes alternativas de energia e das duas técnicas de previsão distintas utilizadas para predição de velocidade do vento e irradiância solar, RNA e ARIMA respectivamente.

A integração das técnicas de previsão e dos recursos alternativos de energia apresentou ganhos, onde verificou-se que os riscos de erros de previsão integrados foram menores que o risco de erros de previsão de cada ativo se analisado isoladamente.

A integração horária dos erros, respeitando as ponderações de 30% de recurso solar e 70% de recurso eólico, fez com que mais horas permanecessem dentro das faixas de -5% a 5% de erros de previsão se comparadas a análise isoladamente para cada recurso. O mesmo aconteceu para a faixa de -10% a 10% de erros de previsão.

As previsões diárias obtiveram bons resultados e em 95,45% dos casos as previsões integradas permaneceram dentro da faixa de -5% a 5% de erro de previsão.

5 CONCLUSÃO

Devido à alta disponibilidade de recurso eólico e solar, o nordeste brasileiro apresenta-se como contribuinte para ampliação da diversificação da matriz elétrica brasileira. Esse potencial de contribuição pode ser melhor explorado desde que sejam desenvolvidas políticas de investimento e técnicas adequadas para o entendimento dos impactos provocados pela implantação de fontes alternativas de energia na matriz elétrica do país.

A característica de intermitência de geração das fontes solar e eólica deve ser trabalhada no sentido de desenvolvimento de técnicas que possam reduzir os custos adicionais à produção de eletricidade; um destes custos está relacionado à previsão de disponibilidade de recurso solar e eólico, devido a fatores climáticos. Com isso, conclui-se que há necessidade de ampliação das técnicas que possam ser utilizadas para previsibilidade bem como há necessidade de técnicas que possam ser aplicadas para o melhoramento de metodologias já existentes.

A teoria do portfólio, adaptada por essa dissertação, apresenta uma definição da quantidade percentual de cada fonte renovável intermitente no que diz respeito à previsibilidade, provocando uma suavização dos erros de previsão através da integração de duas fontes alternativas de energia.

Com os dados obtidos de previsão de velocidade do vento, desenvolvida pela RNA, e irradiância solar, desenvolvida pelo método ARIMA, foi possível encontrar os percentuais de erros de previsão e posteriormente determinar a complementação ideal dos ativos para que os erros de uma técnica sejam amortizados pelos acertos ou erros de sinal contrário da outra. Com isso verificou-se que a Teoria do Portfólio pode ser aplicada para a diversificação de recursos de energia bem como para integrar diversas técnicas de previsões diferentes.

A previsão do recurso eólico conseguiu acompanhar as variações da velocidade do vento medida de forma satisfatória. A previsão de irradiância solar conseguiu acompanhar o comportamento de irradiância ao longo do dia, porém não conseguiu antever as variações climáticas como cobertura de nuvens e chuvas.

O valor médio encontrado de erros de previsão eólica foi de -1,54%; para o recurso solar, o valor médio dos erros é de 3,16%. Os erros de previsão solar têm aproximadamente valores 2 vezes maiores que os erros de velocidade dos ventos se analisados de forma modular, porém, a característica de sinais opostos faz com que

a complementação dos ativos seja benéfica para o portfólio devido a anulação parcial de erros.

Para a previsão de recurso eólico, um total de 282 horas permaneceu dentro da faixa de -5% a 5% de erro para um total de 546 horas de previsão (51,65% dos dados dentro desse intervalo). Para a previsão de recurso solar, na mesma faixa, de -5% a 5% de erro, um total de 262 horas previstas permaneceu dentro desse intervalo (47,99% do total de horas previstas).

O percentual de cada fonte de energia determinado pela Teoria do Portfólio, através da análise de riscos e erros de previsão, foi de 70% de energia eólica e 30% de energia solar. O valor percentual de energia solar evidencia que mesmo com um menor índice de acertos de previsão da técnica ARIMA usada para a energia solar, a Teoria do Portfólio encontrou a quantidade ideal de penetração da fonte solar.

Após a integração das fontes eólica e solar, adotando-se o percentual definido pela Teoria do Portfólio, ou seja, 70% de recurso eólico e 30% de recurso solar, foram obtidos valores dos erros de previsão a partir da integração das fontes. Verificou-se que, para o intervalo de erro de -5% a 5% de erro, um total de 342 horas permaneceram dentro desse intervalo, totalizando 62,64% das horas. Valor maior que se analisado cada ativo separadamente.

A partir dos médias de previsão por horas, foram desenvolvidas previsões diárias, totalizando 22 dias de previsão. Os valores encontrados para a integração eólica e solar, por dia, apresentaram que em 21 dias do período, os erros da previsão integrada mantiveram-se no intervalo de -5% a 5% e nos 22 dias a previsão manteve-se na faixa de -10% a 10% de erro, ou seja, 100% dos casos. Após a integração, e sobre a visualização dos valores diários de previsão, nota-se o melhoramento das previsões se comparado aos valores de previsões horárias.

Desta forma, a Teoria do Portfólio foi capaz de estabelecer a integração de duas fontes alternativas distintas e duas técnicas distintas de previsão, determinando os percentuais ideais de implementação de cada recurso, levando-se em consideração os erros de previsibilidade. Com isso, a Teoria do Portfólio apresenta-se como uma alternativa de método de gerenciamento nas novas implantações do sistema elétrico.

Sugestões para trabalhos futuros

- Aplicar modelos matemáticos para determinar a capacidade de geração de eletricidade através dos recursos de irradiância solar e velocidade do vento, previstos e observados, presentes nesta dissertação, e para a matriz elétrica com 70% de energia eólica e 30% de energia solar proposta pela Teoria do Portfólio para Maracanaú.
- Desenvolver estudos dos impactos financeiros para os erros de previsibilidade de fontes intermitentes de energia.
- Aplicar a Teoria do Portfólio para definição do percentual de cada fonte, solar e eólica, na matriz elétrica, em relação à perspectiva dos custos de implantação e manutenção das usinas solar e eólica.
- Utilizar a teoria do portfólio para a definição de um percentual ideal de uma matriz elétrica composta por valores determinados na perspectiva de previsibilidade e na perspectiva dos custos, fazendo a integração das duas aplicações.
- Aplicar a Teoria do Portfólio para definição do percentual de cada fonte, hídrica e térmica, na matriz elétrica, em relação à perspectiva dos custos de implantação e manutenção das usinas hidráulicas e termelétricas.
- Aplicar a Teoria do Portfólio para definição do percentual de integração de cada fonte, com simulações de diversos recursos energéticos, na matriz elétrica, em relação à perspectiva dos custos de implantação e manutenção das usinas.

Artigos completos publicados vinculados ao projeto de pesquisa

Artigos publicados:

LIMA, M. A. F. B.; CARVALHO, P. C. M. ; CARNEIRO, T. C. ; LEITE, J. R. ; BESSA NETO, L. J. ; SILVA, A. N. . *Teoria do Portfólio Aplicada à Previsão de Recurso Solar e Eólico*. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Natal-RN, 2016.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, 2012. **Resolução Normativa Nº 482**, 2012. Disponível em:

<www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 05 de mai. 2016.

_____. **Informações Gerenciais**, junho de 2012, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/informacoes-gerenciais>>. Acesso em: 05 de mai. 2016.

_____. **Informações Gerenciais**, dezembro 2015, 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/informacoes-gerenciais>>. Acesso em: 07 set. 2016.

ARCE, P. E. B. **Aplicação da teoria do portfólio para otimização de carteiras de contrato de energia elétrica e gestão de risco**. 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014.

AWERBUCH, S.; BERGER, M. **EU Energy Diversity and Security: applying portfolio theory to electricity planning and policy-making**, International Energy Agency, Report Number EET/2003/03, Paris, feb. 2003.

BIANCHI, F.; COSMIN, I. **Monetary/Fiscal Policy Mix and Agents' Beliefs**. Old and New Ideas about Fiscal Policy, University of Buke, 2010.

BREUER, L.; ECKHARDT, K.; FREDE, H. **Plant parameter values for models in temperate climates**, Institute for Landscape Ecology and Resources Management, Giessen, Germany, v. 169, p. 237–293, jul. 2003.

CAIXE, D. F. **ADMINISTRAÇÃO FINANCEIRA**. 1. ed. Rio de Janeiro: SESES, Fábrica de Conhecimento, Estácio, 2015. 152 p.

CARNEIRO, T. C. **Caracterização de potencial eólico para fins de geração eólicoelétrica: Estudo de caso Para Maracanaú (CE), Parnaíba (PI) E Petrolina (PE)**. 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2014.

CARNEIRO, T. C. *et al.* **Redes neurais artificiais para previsão de velocidade do vento: estudo de caso para Maracanaú – CE**. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 20., 2014, Belo Horizonte. Anais... Belo Horizonte: UFMG, 2014. p. 1011-1018.

CARVALHO, P. C. M. **Geração Eólica**. 146p. 1. ed., Fortaleza – CE, Editora Imprensa Universitária, 2003.

CARVALHO, P. C. M. *et al.* **Estudo estatístico de radiação solar visando o projeto de unidades de dessalinização acionadas por painéis fotovoltaicos sem baterias**. *In*: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 5., 2004, Campinas. Anais eletrônicos. Campinas: Unicamp, 2004. Disponível em:

<http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC0000000022004000100059&lng=pt&nrm=abn>. Acesso em: 18 jun. 2016.

CENTRO REGIONAL DE INFORMAÇÕES PARA AS NAÇÕES UNIDAS – UNRIC. **ONU projeta que população mundial chegue aos 8,5 mil milhões em 2030.**

UNIRIC, Bruxelas, 30 julho 2015. Disponível em:

<<http://www.unric.org/pt/actualidade/31919onuprojetaquepopulacaomundialchegueaos85milmilhoesem2030>>. Acesso em: 22 jul. 2016.

CRESCIMENTO global da energia solar e eólica continua a superar outras tecnologias. Portal PCH, Schroeder, 06 agosto 2013. Disponível em:

<<http://www.portalpch.com.br/noticias-e-opnioa/noticias-gerais-do-segmento/1336-06-08-2013-crescimento-global-da-energia-solar-e-eolica-cont%E2%80%A6>>

Acesso em: 19 ago. 2014.

CUCCHIELLA, F.; GASTALDI, M.; TROSINI, M. **Cleaner Energy Production and Sustainable Investments: a portfolio analysis in the italian electricity market**, Department of Industrial and Information Engineering and Economics, University of L'Aquila, Italy, mai. 2015.

CUNHA, J.; FERREIRA, P. **Designing electricity generation portfolios using the mean-variance approach.** International Journal of Sustainable Energy Planning and Management, University of Minho, Guimarães, Portugal, v.4, p.17–30, 2014.

DAMASCENO, T. S. A.; MOL, A. L. R.; COSTA, L. F. L. G. **Teoria do Portfólio: um estudo sobre os fatores que influenciam a escolha do perfil de investimento da FASERN**, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, Brasil, v. 6, p. 368-389, nov. 2015.

DIAS, B. H. **Modelo de Análise de Riscos aplicado ao sistema elétrico brasileiro.**

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2006.

Disponível em: <www.maxwell.vrac.puc-rio.br/9380/9380_4.PDF>. Acesso em: 05 ago. 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE (Brasil). **Balanco energético nacional – 2015: ano base 2014**, 2015. Disponível em:

<https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2015.pdf>. Acesso em: 06 jul. 2016.

_____. Informe à imprensa, **plano nacional de expansão de energia – PDE 2020, 2011.** Disponível em: <www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20110606_1.pdf>. Acesso em: 16 ago. 2014.

ESTANQUEIRO, A. *et al.* **Experience and challenges with short-term balancing in european systems with large share of wind power**, IEEE Transactions on Sustainable Energy, v. 4, p. 853-861, out. 2012.

FERRARI, F. **Estatística Básica**, 2004. p.33. Disponível em:

<www.ferrari.pro.br/home/documents/FFerrari-Curso-Estatistica-Basica.pdf>. Acesso em: 27 ago. 2015.

FILIPPE, P. **Cálculo de Covariância, zona de alunos**, ESINE, 2014. Disponível: <www.alunos.campusesine.net/rec%20humano/fichas/calculo_covariancia.pdf>. Acesso em: 27 de ago. 2015.

FISCHER, S. **Séries Univariantes de Tempo: metodologia de Box & Jenkins**. Porto Alegre, FEE, 1982. 186 p. Dissertação (Mestrado em Economia) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 1982.

GITMAN, L. J. **Princípios de Administração Financeira**. 10. ed. São Paulo: Pearson. 2004, 745 p.

GLOBAL WIND ENERGY CONCIL - GWEC. **Global Wind Statistics 2015**, 2016. Disponível em: <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC-PRstats-2015_LR.pdf>. Acesso em: 06 jun. 2016.

GOOGLE MAPS. **Maracanaú**. Disponível em: <<https://www.google.com.br/maps/place/Maracana%C3%BA,+CE/@-3.8562768,-38.6525101,13z/data=!3m1!4b1!4m5!3m4!1s0x7c752fbf294fc0b:0x141b9e35d1f1f7bc!8m2!3d-3.8674127!4d-38.6261113>>. Acesso em: 01 de jun. 2016.

GOY, L.; ROCHAS, A. F. **FIM de potencial hidrelétrico desafia Brasil para expansão energética**. Estadão, São Paulo, 23 junho 2014. Disponível em: <<http://economia.estadao.com.br/noticias/negocios,enfoque-fim-de-potencial-hidreletrico-desafia-brasil-para-expansao-energetica,1516948>>. Acesso em: 19 de ago. 2014.

GRANGER, C. W. J.; NEWBOLD, P. **Forecasting economic time series**. 2. ed. San Diego: Academic Press, University of California, La Jolla, California, 1986. 36 p.

GRANGER, C. W. J.; NEWBOLD, P. **Spurious regressions in econometrics**, Journal of Econometrics, University of Nottingham, England, v. 2, p. 111-120, dez. 1973.

GUERRERO, J. M. *et al.* **Distributed generation: toward a new energy paradigm**, IEEE Industrial Electronics Magazine, v. 4, p. 52-64, mar. 2010.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA – IBGE. **Cidades, Maracanaú: infográficos**, 2016. Disponível em: <<http://cidades.ibge.gov.br/painel/painel.php?lang=&codmun=230765&search=ceara|maracanau|infograficos:-dados-gerais-do-municipio>>. Acesso em: 14 jun. 2016.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **World Energy Outlook 2011**, 2011. <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2011_WEB.pdf>. Acesso em: 18 Jul. 2016.

JANNUZZI, G. M.; MELO, C. A. **Grid-connected photovoltaic in Brazil: policies and potential impacts for 2030**, Universidade Estadual de Campinas, UNICAMP, Faculdade de Engenharia Mecânica and International Energy Initiative, Campinas, São Paulo, Brazil, v.17, p. 40-46, feb. 2013.

JANSEN J. C.; BEURSKENS, L. W. M.; TILBURG, X. V. 2006. **Application of portfolio analysis to the Dutch generating mix Reference case and two renewables cases**: year 2030 – SE and GE scenario, Energy Research Centre of the Netherlands, v.37, p. 1-67, feb. 2006.

KLEIN, D.; DAZA, R.; MEAD, H. **Harry M. Markowitz: Ideological Profiles of the Economics Laureates**. Econ Journal Watch (EJW), Scholarly Comments on Academic Economics, September 2013. Disponível em: <http://econjwatch.org/file_download/743/MarkowitzIPEL.pdf>. Acesso em: 07 set. 2016.

KREY, B.; ZWEIFEL, P. **Efficient Electricity Portfolios for Switzerland and the United States**. Working Paper, Socioeconomic Institute (SOI), University of Zurich, 2006.

KUIJPERS, W. *et al.* **Impact of high wind penetration on an island power supply system**: analysis of frequency and transient stability, generation dispatch and wind curtailment, DNV KEMA Energy of sustainability, Arnhem, the Netherlands 2012. 11th international Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, Lisbon: energynautics, 2012.

LANGE, M.; FOCKEN, U. **Physical approach to short-term wind power prediction**. 1. ed. New York: Springer-Verlag, Berlin, Germany, 2006, 214 p.

LIMA, G. **Moderna Teoria de Carteiras**: desenvolvimento e análise de modelo de seleção de carteiras eficientes. Dissertação (Mestrado em Administração) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Escola de Administração, Especialização em Mercado de Capitais, Porto Alegre, 2007.

LOU, C. **Generation portfolio optimization under Wind Production Tax Credit and Renewable Portfolio Standard**. 2011. thesis (Master of Science Industrial Engineering) Iowa State University, Ames, 2011.

MATTUELLA, J. M. L. **Fontes Energéticas Sustentáveis**: um estudo sobre a viabilidade do aproveitamento da energia eólica em três localidades, no RS. 2005. Dissertação. (Mestrado em Engenharia Civil), Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2005.

MARKOWITZ, M. M. **Portfolio selection**: efficient diversification of investments. 1. ed. New York: John Wiley & Sons. Cowles Foundation for Research in Economics at Yale University, United States of America, 1956, 356 p.

MELO, F. E. **Caracterização e previsão de potencial solar**: estudo de caso para Parnaíba (PI), Maracanaú (CE) e Petrolina (PE). 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2016.

MILLIGAN, M. DONOHOO, P. O'MALLEY, M. **Stochastic methods for planning and operating power systems with large amounts of wind and solar power**,

Office of Scientific & Technical Information Technical Reports, 2012. Disponível em: <www.nrel.gov/docs/fy12osti/56208.pdf> Acesso em: 20 ago. 2015.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME (Brasil). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2022**, 2013. Disponível em: <www.mme.gov.br/web/guest/.../plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde-2022> Acesso em: 04 ago. 2014.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**, 2015. Disponível em: <www.epe.gov.br/PDEE/Relatório%20Final%20do%20PDE%202024.pdf>. Acesso em: 04 abr. 2016

_____. **Boletim Mensal de Monitoramento do sistema elétrico brasileiro, janeiro de 2015**, 2015. Disponível: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/3308684/Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+El%C3%A9trico++Janeiro-2016.pdf/5977c97c-c5bf-433c-9c0a-b92cb32df517>>. Acesso em: 04 abr. 2016.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS PARA O DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL – UNIDO. **Observatório de Energias Renováveis para América Latina e Caribe**, 2010. Disponível em: <<http://www.unido.org/unido-united-nations-industrial-development-organization.html>>. Acesso em: 14 jun. 2016.

PETRY, A. P.; MATTUELLA, J. M. L. **Análise do potencial eólico e estimativa da geração de energia empregando o “software” livre alwin**, Porto Alegre, Brasil, 2007.

PINEDA, I. *et al.* **Market to facilitate wind and solar energy integration in the bulk power supply: An IEA Tak 25 Collaboration**, European Wind Energy Association Brussels, European Wind Energy Association Brussels, Belgium, 2012.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY – REN 21 (França). **Renewables 2016: Global Status Report**, 2016. Disponível em: <www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR_2016_Full_Report.pdf>. Acesso em: 06 jun. 2016.

_____. **Renewables 2014: global Status Report**, ises webinar, 2014. Disponível em: <http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:SoJ8QiBr84J:www.ises.org/fileadmin/user_upload/PDF/GSR2014_ISES_webinar_17.7.2014_Christine_Lins+&cd=1&hl=pt-BR&ct=clnk&gl=br>. Acesso em: 06 jun. 2016.

_____. **Renewables 2014: global Status Report**, 2014. Disponível em: <www.ren21.net/Portals/0/documents/.../2014/GSR2014_full%20report_low%20res.pdf>. Acesso em: 26 fev. 2016

_____. **Renewables 2015: global Status Report**, 2015. Disponível em: <www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/.../REN12SR2015_Onlinebook_low1.pdf>. Acesso em: 28 fev. 2016.

RENNER, M. C. **Teoria de Portfólio de Markowitz em momentos de crises**. 2010. 39 f. Trabalho de conclusão de curso (Especialização em Mercado de Capitais) –

Escola de Administração, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil, 2010.

ROMEIRO, D. L.; ALMEIDA, E.; LOSEKANN, L. **A Escolha de Tecnologias de Geração Elétrica Despacháveis versus Intermitentes e o Caso Brasileiro**, 5th Latin American Energy Economics Meeting, 2015.

ROQUES, F.; HIROUX, C.; SAGUAN, M. **Optimal wind power deployment in Europe** – a portfolio approach. Energy Policy, European University Institute Badia Fiesolana, Italy, v. 38, p. 3245-3256, ago. 2009.

SHAHNAZARI, M. *et al.* **Climate policy uncertainty and power generation investments**: A real options-CVaR portfolio optimization approach, Department of Physics and Energy Studies, School of Engineering & Information Technology, Murdoch University, Perth 6150, Western, Australia v. 75, p.2649-2657, ago. 2015.

SHORT, W.; PACKKEY, D.; HOLT, T. **A Manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies**. 1. ed. Colorado: NREL, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, p.77, 1995.

SOUZA, A. E. C. *et al.* **Utilização do método box-jenkins (ARIMA) na previsão de demandas de um produto de uma empresa de beneficiamento de açaí**, XXXIII ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO, Salvador, BA, Brasil, 2013.

SPETH, V. **Wind and solar portfolios and their impact on predictability**: german case study 2010-2011, University of St. Gallen, Institute for Economy and of Environment, St. Gallen, Switzerland, 2012. 11th international Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, Lisbon: energynautics, 2012.

SPETH, V. **Diversification of wind and solar energy portfolio risk an explorative analysis for Germany 2010-2012**. 2013. Doctor dissertation (Doctor of Philosophy in Management) - School of Management, Economics, Law, Social Science and International Affairs, University of St. Gallen, 2013.

TOLA, M. **Applying modern portfolio theory to plant electricity planning in Albania**, European Scientific Journal, University of Tirana, Economics Faculty, Albania, v.11, p. 247-252, abr. 2015.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**, EPE: Rio de Janeiro, 2016. 452 p.

_____. **Os Investimentos Brasileiros no Setor de Energia**. Geração de Energia Elétrica, Infraestrutura no Brasil: Projetos, Financiamentos e Oportunidades, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2016. Disponível em: <www.valor.com.br/sites/default/files/apresentacao_mauricio_tolmasquim.pdf>

UNITED NATIONS – UN. **World Population Prospects The 2015 Revision Key Findings and Advance Tables**, 2015. Disponível em:

<https://esa.un.org/unpd/wpp/publications/files/key_findings_wpp_2015.pdf> Acesso em: 22 jul. 2016.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION – EIA. **Annual Energy Outlook, 2015**. Office of Integrated and International Energy Analysis, U.S. Department of Energy Washington, Disponível em: <[www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2015\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2015).pdf)>. Acesso em: 19 jul. 2016.

WORLDWATCH INSTITUTE. **Growth of Global Solar and Wind Energy Continues to Outpace Other Technologies**. Worldwatch Institute, Washington, 30 julho 2013. Disponível em: <<http://www.worldwatch.org/growth-global-solar-and-wind-energy-continues-outpace-other-technologies-0>>. Acesso em: 19 ago. 2014.