

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

Contribuição para o processo de contratação de projetos de geração eólico-fotovoltaica a partir da análise econômica de decisões baseada na programação multiobjetivo

Giancarlo Aquila

Itajubá, Abril de 2019

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

Giancarlo Aquila

Contribuição para o processo de contratação de projetos de geração eólico-fotovoltaica a partir da análise econômica de decisões baseada na programação multiobjetivo

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção para a obtenção do Título de **Doutor em Ciências em Engenharia de Produção**.

Área de Concentração: Engenharia de Produção

Orientador: Prof. Edson de Oliveira Pamplona, Dr.

Coorientador: Prof. Anderson Rodrigo de Queiroz, Dr.

Abril de 2019

Itajubá

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

Giancarlo Aquila

Contribuição para o processo de contratação de projetos de geração eólico-fotovoltaica a partir da análise econômica de decisões baseada na programação multiobjetivo

Tese aprovada por banca examinadora em 18 de abril de 2019, conferindo ao autor o título de *Doutor em Ciências em Engenharia de Produção*

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Edson de Oliveira Pamplona (Orientador)

Prof. Dr. Anderson Rodrigo de Queiroz (Coorientador)

Prof. Ph.D. Wilson Toshiro Nakamura

Prof. Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto

Prof. Dr. Luiz Célio Souza Rocha

Prof. Dr. Rafael de Carvalho Miranda

Itajubá

2019

DEDICATÓRIA

Aos meus pais

AGRADECIMENTOS

A DEUS por todas as oportunidades e graças concedidas em minha vida.

Aos meus pais por todo carinho, paciência, apoio e compreensão oferecido em todos os momentos.

Ao professor Edson de Oliveira Pamplona, pela orientação ao longo desse trabalho, pelas oportunidades, amizade, convívio e esforço para me ajudar no que fosse preciso.

Ao professor Anderson Rodrigo pelo interesse e orientação em meu trabalho.

Aos professores membros da banca da examinadora Ph.D. Wilson Toshiro Nakamura, Dr. Luiz Célio Souza Rocha, Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto e Dr. Rafael de Carvalho Miranda pelas importantes contribuições ao trabalho.

Aos professores do programa de pós-graduação em Engenharia de Produção da UNIFEI pela sabedoria compartilhada ao longo de todo o curso.

Aos amigos e companheiros do laboratório de economia e finanças pela amizade, auxílio, convívio e parceria na realização de nossos estudos.

A todos os demais colegas e funcionários do programa de pós-graduação em Engenharia de Produção da UNIFEI pelo convívio e amizade.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível do Ensino Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

Portanto, agradeço à CAPES pelo apoio financeiro concedido.

EPÍGRAFE

“O conhecimento torna a alma jovem e diminui a amargura da velhice. Colhe, pois, a sabedoria. Armazena suavidade para o amanhã.”

(Leonardo da Vinci)

RESUMO

Recentemente, com o crescimento dos investimentos em energia eólica no Brasil e a entrada da energia solar fotovoltaica em leilões de energia, nota-se que em algumas localidades têm sido construídas usinas que produzem eletricidade por meio dessas fontes, de maneira combinada. Entretanto, ainda não existem processos de licitação, com critérios de decisão específicos para esse tipo de projeto. Portanto, o objetivo do presente trabalho é apresentar uma contribuição para o processo de contratação de projetos de geração eólico-fotovoltaicos conectados ao sistema elétrico brasileiro. Para isto, inicialmente é utilizado o arranjo de misturas para gerar cenários que são usados no cálculo da densidade de emissão reduzida e o custo nivelado de energia elétrica, que são as variáveis de respostas consideradas no modelo, para doze cidades brasileiras. A partir dos resultados calculados para cada cenário, são realizadas regressões quadráticas que fornecem as funções objetivo utilizadas no modelo de otimização, baseado no método *Normal Boundary Intersection*, aplicado para a construção da fronteira de Pareto. Em seguida, adota-se uma métrica que envolve a razão entre entropia de Shannon e o Erro Percentual Global para identificar a melhor solução Pareto-ótima. Por fim, é estimada a garantia física do projeto e calculado o preço mínimo que viabilizaria uma usina eólico-fotovoltaica, em cada cidade analisada, a fim de identificar em qual local de instalação a usina seria mais competitiva em um leilão envolvendo projetos de geração eólico-fotovoltaica. Os resultados indicam que o modelo é capaz de fornecer a configuração ótima para uma usina eólico-fotovoltaica, de acordo com o potencial de geração para cada local, além de ser capaz de identificar os locais mais recomendados para instalação deste tipo de projeto, de acordo com a ponderação dos objetivos analisados.

Palavras-chave: Fontes de Energia Renovável; Geração Eólico-Fotovoltaica; Programação Multiobjetivo, *Normal Boundary Intersection*; Tomada de Decisão.

ABSTRACT

Recently, with the growth of wind power investments in Brazil and the ingress of photovoltaic solar power into long-term energy auctions in Brazil, it is possible to notice that, in some places, there is a trend to build power plants that may produce electricity using wind and photovoltaic energy simultaneously. However, there are still no bidding processes and no specific decision criteria for contracting this type of project. Therefore, the objective of the present work is to provide a contribution to the selection of wind-photovoltaic generation projects in the Brazilian electricity system. For this, the mixture design technique is initially used to generate scenarios that are employed to calculate the reduced emission density and Levelized Cost of Electricity, which are the response variables used in the model, for twelve cities in Brazil. In this approach, quadratic regressions are applied to obtain the objective functions used in an optimization model based on the Normal Boundary Intersection method to construct the Pareto frontier. The proposed approach also uses a metric involving the Shannon entropy ratio and the Global Percentage Error in the analysis to identify the best Pareto-optimal solution. Finally, it is computed physical guarantee and the minimum price that would make feasible a wind-photovoltaic plant in each city in analysis, in order to identify which place the installation of a potential wind-photovoltaic plant would be more competitive in an auction involving this type of projects. The results indicate that the model is capable of providing the optimal configuration for a wind-photovoltaic plant, according to the generation potential for each site, besides being able to identify the most recommended locations for installation of this type of project, according to the weights of the objectives being analyzed.

Key-words: *Renewable Energy; Wind-Photovoltaic Generation; Multiobjective Programming; Normal Boundary Intersection; Decision-Making.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Crescimento das fontes eólica e FV para a geração de eletricidade.	20
Figura 2- Contribuição de cada fonte na geração de energia elétrica.	28
Figura 3- Número de países que utilizaram as FIT em cada ano.	30
Figura 4- Configurações de políticas FIT independentes do preço de mercado.	32
Figura 5- Configurações de políticas FIT dependentes do preço de mercado.	33
Figura 6- Funcionamento do mercado de comercialização de certificados verdes.	35
Figura 7- Funcionamento do <i>net metering</i>	38
Figura 8- Funcionamento do <i>net billing</i>	39
Figura 9- Tipos de políticas para inserção de FER utilizadas em cada país.	40
Figura 10- Composição da capacidade de geração do SIN, em MW, por fonte.	42
Figura 11- Tipos de leilão de acordo com o prazo para o início de operação dos projetos.	46
Figura 12- Liquidação das diferenças de geração de energia.	47
Figura 13- Velocidade média anual do vento no Brasil.	50
Figura 14- Evolução da capacidade de energia eólica instalada no Brasil.	51
Figura 15- Fases do desenvolvimento da energia eólica no Brasil.	52
Figura 16- Evolução do preço da energia eólica no Brasil.	53
Figura 17- Nível de irradiação solar no Brasil.	54
Figura 18- Evolução da capacidade instalada de energia FV no Brasil.	56
Figura 19- Principais componentes de um aerogerador com eixo horizontal.	59
Figura 20- Funcionamento de uma célula FV.	61
Figura 21 – Exemplo de complementariedade entre a fonte eólica e FV durante o dia.	64
Figura 22- Região experimental do arranjo de mistura: a) com dois componentes; b) com três componentes.	67
Figura 23- Arranjos de misturas: a) <i>simplex lattice</i> ; b) <i>simplex centróide</i>	68
Figura 24- Fronteira de Pareto para um problema de minimização com dois objetivos.	73
Figura 25- Descrição gráfica do NBI.	79
Figura 26- Classificação do presente estudo baseado em Miguel et al. (2010).	91
Figura 27- Passo-a-passo da construção da metodologia proposta.	97
Figura 28- Mapa do SIN.	99
Figura 29- Fronteira de Pareto em Araripina, Bragança Paulista, Campo Grande e Jundiáí.	116
Figura 30- Fronteira de Pareto em Laguna, Macau, Mineiros e Montes Claros.	117
Figura 31- Fronteira de Pareto em Mossoró, Parnaíba, Rio Grande e Xique-Xique.	117

Figura 32- Fronteiras de Pareto de todas as cidades analisadas.	121
Figura 33- Curva das Equações de y_1 e y_2 em Araripina.	152
Figura 34- Curva das Equações de y_1 e y_2 em Bragança Paulista.....	152
Figura 35- Curva das Equações de y_1 e y_2 em Campo Grande.	153
Figura 36- Curva das Equações de y_1 e y_2 em Jundiaí.....	153
Figura 37- Curva das Equações de y_1 e y_2 em Laguna.	154
Figura 38- Curva das Equações de y_1 e y_2 em Macau.	154
Figura 39- Curva das Equações de y_1 e y_2 em Mineiros.....	155
Figura 40- Curva das Equações de y_1 e y_2 em Montes Claros.....	155
Figura 41- Curva das Equações de y_1 e y_2 em Mossoró.	156
Figura 42- Curva das Equações de y_1 e y_2 em Parnaíba.	156
Figura 43- Curva das Equações de y_1 e y_2 em Rio Grande.....	157
Figura 44- Curva das Equações de y_1 e y_2 em Xique-Xique.	157
Figura 45- Primeiro artigo publicado na revista <i>Journal of Cleaner Production</i>	158
Figura 46- Primeiro artigo publicado na revista <i>Renewable and Sustainable Energy Reviews</i>	158
Figura 47- Artigo publicado na revista <i>Energy Economics</i>	159
Figura 48- Segundo artigo publicado na revista <i>Journal of Cleaner Production</i>	159
Figura 49- Artigo publicado na revista <i>Measurement</i>	160
Figura 50- Artigo publicado na revista <i>Solar Energy</i>	160
Figura 51- Segundo artigo publicado na revista <i>Renewable and Sustainable Energy Reviews</i>	161
Figura 52- Artigo publicado na revista <i>Renewable and Sustainable Energy Reviews</i>	161

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Capacidade contratada pelo PROINFA por região e por fonte.	45
Tabela 2 – Amplitude do expoente <i>wind shear</i> para vários tipos de superfície e cobertura do solo.	60
Tabela 3- Espaço de terra ocupado por GW instalado de cada fonte.	64
Tabela 4- Cenários gerados pelo arranjo de misturas.	102
Tabela 5- Área varrida pelo rotor em cada tipo de aerogerador.	103
Tabela 6- Combinação de aerogeradores para cada cenário de potência eólica.	104
Tabela 7- Dados utilizados para a regressão do C_p x velocidade de vento.	105
Tabela 8- Coeficiente de rugosidade e <i>wind shear</i> em cada cidade.	106
Tabela 9- Velocidade média mensal de vento (m/s) por cidade em uma altura de 10 m.	107
Tabela 10- Irradiação solar mensal (kWh/m ²) em cada cidade.	108
Tabela 11- Temperatura média mensal (°C) em cada cidade.	108
Tabela 12- Produção de energia (MWh) para cada cenário em cada cidade.	109
Tabela 13- Valores de y_1 (tCO ₂ /km ²) para cada cenário e em cada cidade.	110
Tabela 14- Parâmetros utilizados para o cálculo do WACC.	112
Tabela 15- Valores de y_2 (R\$/MWh) para cada cenário e em cada cidade.	113
Tabela 16- Função objetivo para y_1 em cada cidade.	114
Tabela 17- Função objetivo para y_2 em cada cidade.	115
Tabela 18- Peso das funções objetivo no ponto de configuração ótima da usina.	118
Tabela 19- Projeção do montante anual de energia a ser produzido em cada cidade.	119
Tabela 20- Condições de financiamento para a usina eólico-FV.	125
Tabela 21- Alíquotas dos tributos pagos pela usina eólico-FV.	126
Tabela 22- <i>Ranking</i> das cidades a partir do preço mínimo para a viabilidade da usina.	126

LISTA DE QUADROS

Quadro 1- Principais modos de definição da remuneração nos leilões de energia.....	37
Quadro 2- Características dos programas anteriores ao PROINFA.	43
Quadro 3- Estrutura do fluxo de caixa para o projeto no lucro presumido	124

LISTA DE ABREVIATURAS

- ABEEÓLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica
- ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
- ACL – Ambiente de Contratação Livre
- ACR – Ambiente de Contratação Regulado
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
- AFRMM – Adicional ao Frete para Renovação da Marinha Mercante
- AHP – Análise Hierárquica de Processos
- ANP – *Analytic Network Process*
- BA – Bahia
- BNB – Banco do Nordeste
- BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
- CAPM – *Capital Asset Pricing Model*
- CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
- CHIM – *Convex Hull of Individual Minima*
- COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
- CONFAZ – Conselho Nacional de Política Fazendária
- COPEL – Companhia Paranaense de Energia
- CSLL – Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
- DOE – *Design of Experiments*
- EEG – *Erneuerbare-Energien-Gesetz*
- EIA – *U.S Energy Information Administration*
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética
- EPG – Erro Percentual Global
- FCD – Fluxo de Caixa Descontado

FER – Fontes de Energia Renovável

FIT – *Feed-in Tariffs*

FNE – Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste

FV – Fotovoltaica(o)

GF – Garantia Física

GO – Goiás

GWEC – *Global Wind Energy Council*

GW – Gigawatts

ICMS – Imposto sobre a Comercialização de Mercadorias e Serviços

IEA – *International Energy Agency*

IOF – Imposto sobre Operações Financeiras

IRENA – *The International Renewable Energy Agency*

IRPJ – Imposto de Renda de Pessoa Jurídica

kW – Kilowatts

LCOE – *Levelized Cost of Electricity*

LER – Leilão de Energia de Reserva

LFA – Leilão de Fontes Alternativas

MCTIC – Ministério de Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações

MCP – Mercado de Curto Prazo

MDL – Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

MG – Minas Gerais

MME – Ministério de Minas e Energia

MS – Mato Grosso do Sul

MW – Megawatts

NASA – *National Aeronautics and Space Administration*

NBI – *Normal Boundary Intersection*

NEA – *Nuclear Energy Agency*

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

P&D – Pesquisa & Desenvolvimento

PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas

PCH-COM – Programa de Desenvolvimento e Comercialização de Energia de Pequenas Centrais Hidrelétricas

PE – Pernambuco

PI – Piauí

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças

PRODEEM – Programa para o Desenvolvimento da Energia nos Estados e Municípios

PROEÓLICA – Programa de Desenvolvimento da Cadeia Produtiva Geradora de Energia Eólica

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas

RFB – Receita Federal do Brasil

RN – Rio Grande do Norte

RPS – *Renewable Portfolio Standards*

RS – Rio Grande do Sul

SC – Santa Catarina

SEB – Setor Elétrico Brasileiro

SIN – Sistema Interligado Nacional

SP – São Paulo

SPE – Sociedade de Propósito Específico

SUDENE – Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste

SWERA – *Solar and Wind Energy Resource Assesment*

TFSEE – Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica

TLP – Taxa de Longo Prazo

TMA – Taxa Mínima de Atratividade

TOPSIS – *Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution*

TUSD – Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição

TUST – Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão

PIS – Programa de Integração Social

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças

UNFCCC – *United Framework Convention on Climate Change*

VPL – Valor Presente Líquido

VR – Valor Anual de Referência

W – Watts

WACC – Custo Médio Ponderado de Capital, do inglês – *Weighted Average Cost of Capital*

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	19
1.2	JUSTIFICATIVA	22
1.3	OBJETIVOS	23
1.4	DELIMITAÇÕES DA PESQUISA	24
1.5	ESTRUTURA DO TRABALHO	26
2	ENERGIA RENOVÁVEL: PANORAMA E A INSERÇÃO NO BRASIL	27
2.1	CONTEXTO HISTÓRICO E POLÍTICAS PARA O SETOR	27
2.1.1	<i>FEED-IN TARIFFS</i>	30
2.1.2	SISTEMA DE QUOTAS	34
2.1.3	LEILÕES	36
2.1.4	<i>NET METERING</i>	38
2.2	ENERGIAS RENOVÁVEIS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	40
2.3	EVOLUÇÃO DA ENERGIA EÓLICA E SOLAR FV NO BRASIL	49
3	TÉCNICAS UTILIZADAS NA CONSTRUÇÃO DO MODELO	58
3.1	FONTES DE ENERGIA EÓLICA E FV PARA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	58
3.2	DELINEAMENTO DE EXPERIMENTOS POR MEIO DE ARRANJO DE MISTURAS	65
3.3	PROGRAMAÇÃO MULTIOBJETIVO E O MÉTODO <i>NORMAL BOUNDARY INTERSECTION</i>	72
3.4	PONDERAÇÃO APLICADA EM PROGRAMAÇÃO MULTIOBJETIVO	81
3.4.1	CLASSIFICAÇÃO DOS MÉTODOS UTILIZADOS PARA A PONDERAÇÃO	81
3.4.2	CONCEITO DE ENTROPIA E O ERRO PERCENTUAL GLOBAL	82
3.5	ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA DE INVESTIMENTOS	85
4	METODOLOGIA PARA AUXILIAR PROCESSOS DE LICITAÇÃO DE PROJETOS DE GERAÇÃO EÓLICO-FOTOVOLTAICAS	91
4.1	CLASSIFICAÇÃO DA PESQUISA	91
4.2	ESTUDOS RELACIONADOS AO TEMA	92
4.3	METODOLOGIA DE SUPORTE À TOMADA DE DECISÃO	95
5	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA	98
5.1	FORMULAÇÃO DAS FUNÇÕES OBJETIVO A PARTIR DO ARRANJO DE MISTURAS	98

5.2 OTIMIZAÇÃO DO PROJETO DE GERAÇÃO HÍBRIDA EÓLICO-FOTOVOLTAICO A PARTIR DO <i>NORMAL BOUNDARY INTERSECTION</i> E SELEÇÃO DO PONTO IDEAL NA FRONTEIRA DE PARETO	115
5.3 PREÇO MÍNIMO PARA A VIABILIDADE DO PROJETO HÍBRIDO COM A CONFIGURAÇÃO ÓTIMA EM CADA CIDADE	123
6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	128
6.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS	128
6.2 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	129
7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	131
APÊNDICE A – FORMA DAS EQUAÇÕES DAS TABELAS 16 E 17	152
APÊNDICE B – PRODUÇÕES BIBLIOGRÁFICAS	158

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações iniciais

As fontes de energia renovável (FER) podem reduzir a dependência da sociedade em relação aos combustíveis fósseis e a emissão de gases do efeito estufa (SHEZAN et al., 2016; WESSEH JR. e LIN, 2016). Gawel et al. (2017), Queiroz (2016) e Davis e Martin (2014) consideram que o aumento do investimento em FER é necessário para atender o crescimento da demanda por energia elétrica, de forma sustentável e com baixa emissão de carbono. Diante deste contexto, os governos de diversos países passaram a dar atenção às questões climáticas e à promoção do desenvolvimento sustentável (WONG, BHATTACHARYA e FULLER, 2010).

Os países da União Européia, por exemplo, têm se comprometido em acordos formais para atingir metas de inserção de FER em suas matrizes de energia elétrica, com a intenção de mitigar o risco de mudanças climáticas, protegerem o meio ambiente local e diversificar a matriz (PROENÇA e AUBYN, 2013). Os países em desenvolvimento também passaram a se engajar no apoio ao uso de FER para a geração de energia elétrica, e adotar políticas de incentivo de longo prazo semelhante aos países europeus (HUENTELER, 2014; JACOBS et al., 2013; BECKER e FISCHER, 2013).

Dado que os países passaram a firmar políticas em prol do uso de FER para geração de energia elétrica na rede e acordos internacionais para reduzir a emissão de gases estufa (SOLANGI et al., 2011), nota-se que o crescimento dos investimentos em FER aumentaram, o que beneficiou principalmente, as fontes de energia eólica e solar fotovoltaica (FV) (REN 21, 2016). Na Figura 1 é possível observar a evolução mundial da capacidade instalada das fontes eólica e solar FV para a geração de energia elétrica.

As FER são representadas por recursos naturais disponíveis de forma praticamente infinita na natureza, sendo que em diferentes locais é possível notar a abundância de mais de uma fonte. Com isso, dado que cada tecnologia é utilizada para geração a partir de uma FER específica, algumas políticas são personalizadas para promover de forma igualitária o crescimento de mais de uma FER (JENNER, GROBA e INDVIK, 2013). É importante salientar que o uso de cada FER possui diferentes vantagens e desvantagens (relacionadas aos custos da tecnologia, sazonalidade da produção, variabilidade do recurso energético, entre

outros), e por essa razão, o aproveitamento das fontes de forma híbrida, como as usinas eólico-FV conectadas à rede, se torna oportuno.

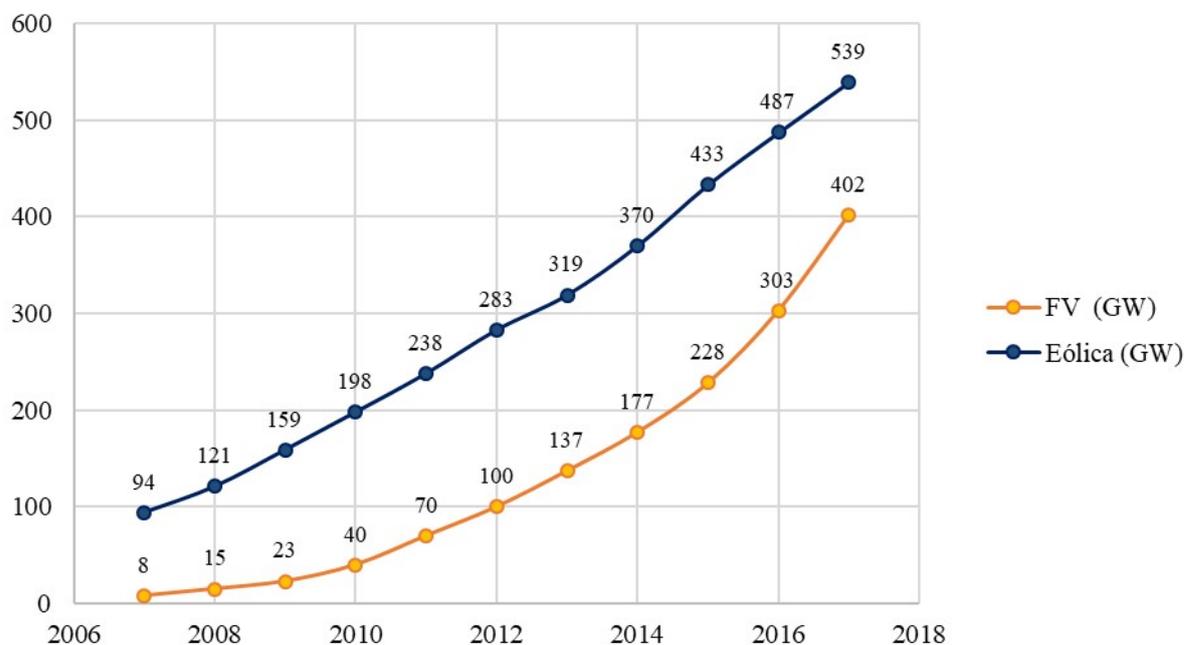


Figura 1- Crescimento das fontes eólica e FV para a geração de eletricidade.

Fonte: Adaptado de REN 21 (2018).

Para tanto, é importante garantir que os recursos renováveis sejam alocados de forma ótima. Nesse aspecto, Rao (2009) explica que o uso de métodos de otimização é uma importante ferramenta para auxiliar a tomada de decisão em diferentes campos da ciência. De acordo com Nocedal e Wright (2006), para utilizá-los, é necessário identificar os objetivos, que serão mensurados de forma quantitativa, sendo que dentre alguns exemplos de objetivos estão: lucro, tempo, produção de energia e outro qualquer objetivo que possa ser mensurado numericamente.

O autor supracitado ressalta que a construção de uma função objetivo dependerá das características do sistema analisado, e que também poderá ter restrições relacionadas a determinadas variáveis e/ou a combinação entre elas. Entretanto, em diversos casos as relações entre as respostas e variáveis de decisão não são conhecidas *a priori*, e conseqüentemente, não existe o conhecimento das funções objetivo instantaneamente. Diante disso, Montgomery (2009) explica que o delineamento de experimentos pode ser utilizado em

diferentes disciplinas e atividades, com a intenção de proporcionar o aprendizado sobre como determinado sistema ou processo funciona. A partir dos experimentos é possível se obter informações e dados para modelar o comportamento de um sistema e utilizá-los para melhorar e otimizar seu funcionamento.

Outro importante ponto a ser destacado, é que em problemas relacionados ao setor de energia elétrica, assim como em outras áreas, geralmente é comum a necessidade de se considerar mais de um objetivo a ser analisado em um determinado problema. Essa circunstância acarreta em um problema de otimização ainda mais complexo, com mais de uma função objetivo, e que é denominado como programação multiobjetivo (HUANG, GU e DU, 2006; ADEMOYO e OLOFINTOYE, 2014).

Na modelagem de um problema de otimização multiobjetivo, diferentes soluções eficientes são geradas com o intuito de se formar uma fronteira de Pareto. Com isso, a escolha da melhor solução Pareto-ótima se torna uma tarefa complexa. Para formar a fronteira de Pareto devem ser atribuídos pesos para cada função objetivo, com a intenção de definir prioridades durante o processo de otimização (IBAÑES-FORÉS et al., 2014).

No que diz respeito à escolha da melhor solução pertencente à fronteira de Pareto, em problemas que envolvem usinas híbridas, como os projetos eólico-FV, o método *a posteriori* para identificar a melhor solução ótima pode ser orientada na busca pela maior diversificação do percentual dos recursos utilizados. O uso de métricas relacionadas a diversificação são pertinentes, visto que no Brasil, por exemplo, um dos interesses do setor elétrico é alcançar uma maior diversificação da matriz de energia elétrica. Neste sentido, a medida de entropia desenvolvida por Shannon (1948), possibilita identificar a configuração em que um sistema, com diferentes recursos ou misturas, possui o maior nível de diversificação.

Além disso, em problemas resolvidos pelos métodos de otimização multiobjetivo também é relevante avaliar a diferença entre as soluções presentes na fronteira de Pareto com as soluções ótimas individuais de cada objetivo. Para tanto, utiliza-se a medida de Erro Percentual Global (EPG) definido como a soma dos desvios percentuais absolutos das soluções Pareto-ótimas em relação aos seus alvos (GOMES, 2013).

No caso das usinas eólico-FV, com o uso de um modelo capaz de fornecer a configuração ótima de projetos de geração eólico-FV para diversas localidades, com diferentes potenciais de velocidade de vento e radiação solar, se torna possível ranquear em

quais locais o projeto seria viável com o menor preço, utilizando o critério do Valor Presente Líquido (VPL). De acordo com Brigham e Houston (2007), o VPL é o critério de decisão mais adequado em análise de investimentos, por considerar a diferença dos retornos obtidos em um fluxo de caixa líquido descontado dos períodos futuros em relação ao investimento inicial. A partir de um VPL nulo, correspondente ao retorno mínimo para o projeto ser considerado atrativo, encontra-se o preço mínimo que torna o projeto viável. Esse é um importante critério que pode ser utilizado para identificar em qual local o projeto seria mais competitivo, visto que no Brasil os leilões de energia de longo prazo se baseiam no critério do menor preço.

1.2 Justificativa

O Brasil é justamente um dos países em desenvolvimento, que em pouco mais de uma década tem passado por experiências com políticas direcionadas para o incentivo de FERs. Com os racionamentos e apagões ocorridos no país entre 2001 e 2002, o governo tem se mobilizado para promover o uso de novas fontes de energia, em especial as FER (PEREIRA JR. et al., 2011). Desde então, o país tem inserido fontes como eólica, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas (PCH), e mais recentemente a FV, em programas de incentivo e em ambientes de contratação incentivados (AQUILA et al., 2017a).

Em 2014, o baixo nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas acarretou no salto dos preços de energia no mercado, e esse fato reforçou ainda mais o discurso sobre a necessidade de promover fontes alternativas às hidrelétricas no Brasil. Ao final do mesmo ano, pela primeira vez a energia FV participou de um leilão, e em abril de 2015 ocorreu um Leilão de Fontes Alternativas (LFA) que contratou três usinas eólicas. Ainda em 2015, ocorreram Leilões de Energia Nova, com participação da energia eólica e Leilões de Energia de Reserva (LER) com participação da energia FV e eólica (CCEE, 2017). A ocorrência destes certames sinaliza a intenção do país em intensificar o aproveitamento destas fontes, que são capazes de promover a diversidade na matriz energética e aumentar a segurança de abastecimento pelo sistema elétrico.

Além disso, algumas usinas eólico-FV começaram a ser construídas no país. A geração híbrida eólico-FV possui diversas vantagens tanto para o governo quanto para investidores, sendo que dentre as principais estão o fato de se compartilhar no mesmo local,

uma mesma infraestrutura para fontes distintas, a complementaridade ao longo do dia do regime de ventos e a radiação solar, melhor aproveitamento do sistema de transmissão, menor burocracia com licenciamento ambiental para o aproveitamento de diferentes fontes e o fato de que tanto a cadeia produtiva do setor eólico, quanto do setor FV se mantém em evolução simultaneamente.

Outro aspecto interessante sobre a geração eólico-FV é que as fragilidades e desvantagens particulares de cada uma das fontes podem ser minimizadas. A fonte FV, por exemplo, embora nos últimos anos tenha sofrido reduções significativas em seu custo nivelado de energia (LCOE, do inglês *Levelized Cost of Electricity*), ainda é menos competitiva economicamente em relação às outras FER bastante utilizadas no Brasil, como a biomassa e a fonte eólica (REN 21, 2018; SOUZA e CAVALCANTE, 2016; IRENA, 2015).

Já as usinas eólicas, de acordo com Ribeiro (2013), apesar de utilizar uma fonte de energia limpa, podem causar impactos negativos derivados da construção das usinas nos locais em que são instaladas. O autor supracitado afirma que dentre os principais impactos estão: limitação da mobilidade ou do direito de “ir e vir” da população local; ruídos provocados pelas turbinas eólicas, rachaduras na estrutura de casas, causado pela movimentação de caminhões e máquinas pesadas para transporte, escavação e instalação de grandes aerogeradores; desmatamento; alteração da paisagem natural e da estrutura morfológica do local.

Neste contexto, a geração híbrida eólico-FV se mostra uma alternativa interessante e viável, porém no Brasil ainda não existem processos de licitação específicos, baseados em critérios de decisão e modelos de otimização para orientar a contratação deste tipo de projeto. Portanto, se torna oportuno o desenvolvimento de métodos capazes de orientar a configuração ótima de usinas eólico-FV conectadas à rede, levando em consideração tanto objetivos econômico-financeiros, quanto socioambientais.

1.3 Objetivos

O presente estudo tem como finalidade desenvolver uma metodologia a partir da programação multiobjetivo, que possa auxiliar os órgãos reguladores do setor elétrico brasileiro (SEB) em processos de licitação relacionados a contratação de projetos de geração eólico-FV conectados à rede.

Dessa forma, as usinas eólica-FV seriam projetadas com configurações ótimas, do ponto de vista econômico e socioambiental, e posteriormente, estariam aptas para participar dos processos de licitação, caracterizados pelo leilão de menor preço.

Como objetivos específicos decorrentes desse estudo estão:

- Formular as funções objetivo, levando em consideração a densidade de emissão reduzida e o LCOE para usinas eólica-FV conectadas à rede;
- Identificar uma melhor solução Pareto-ótima para a configuração dos projetos encontradas a partir do método de otimização *Normal Boundary Intersection* (NBI), por meio da métrica baseada na razão entre entropia de Shannon e no EPG, proposta por Rocha et al. (2015a; 2015b);
- Avaliar a configuração ótima de projetos eólico-FV em doze diferentes cidades brasileiras;
- Analisar o nível de garantia física obtido para as usinas eólico-FV, nas doze cidades analisadas;
- Comparar os resultados entre as cidades e ranqueá-las a partir do critério do preço mínimo para a viabilidade do projeto.

1.4 Delimitações da pesquisa

Embora o objetivo desta pesquisa seja, especificamente, fornecer uma primeira contribuição para viabilizar processos de licitação para projetos de geração eólico-FV, conectados à rede elétrica no Brasil, de forma que bem-estar do setor elétrico seja otimizado, é importante destacar que os resultados aqui apresentados se encontram delimitados por alguns elementos específicos deste estudo.

Neste sentido, as condições de contorno deste trabalho estão delimitadas:

- **Quanto ao tipo de sistema elétrico:** conforme apresentado, a contribuição do presente estudo é voltada exclusivamente para orientar a organização de processos de licitação, para a contratação de usinas eólico-FV conectadas à rede elétrica, no Brasil. As variáveis de resposta e seus respectivos cálculos estão alinhados para as especificidades das usinas eólico-FV conectadas à rede, e para as circunstâncias regulatórias que os projetos conectados à rede estão inseridos no Brasil. Portanto, a metodologia aqui proposta não é aplicável para projetos em sistemas isolados, podendo ser aplicado no contexto de outros

sistemas elétricos, realizando as devidas adaptações em relação aos objetivos, variáveis de entrada e restrições. Além disso, também ainda não é possível alcançar os objetivos propostos pela metodologia a partir de *softwares* comerciais, por razões que serão explicadas no Capítulo 4.

– **Quanto às variáveis consideradas:** no presente estudo é direcionado apenas para projetos que utilizam, exclusivamente, a fonte eólica e a FV. Além disso, os objetivos considerados envolvem apenas aspectos econômicos e socioambientais, não incluindo objetivos e restrições relacionados a questões técnicas relacionadas aos projetos e ao sistema elétrico. Portanto, questões como a otimização do fluxo de potência e distância das usinas em relação a uma rede elétrica não foram abordadas na modelagem.

– **Quanto ao arranjo experimental:** para o planejamento e realização do cálculo das variáveis do problema, utilizou-se apenas o arranjo de misturas do tipo *simplex lattice* grau 5, com a inclusão do ponto central e dos pontos axiais, que foi o suficiente para estimar funções objetivos com ajustes adequados.

– **Quanto ao método de otimização multiobjetivo:** utilizou-se na construção do modelo apenas o método do NBI, devido às características particulares do método que serão descritas no capítulo 3 deste trabalho.

– **Quanto ao método posteriori para a escolha da melhor solução ótima:** a modelagem e otimização dos pesos se limitaram unicamente a métrica baseada na razão entre a entropia de Shannon, relacionada a meta de diversificação da matriz de energia elétrica brasileira e o EPG, que considera a diferença das soluções ótimas obtidas em relação aos ótimos individuais de cada objetivo.

– **Quanto à análise de investimento para encontrar o preço mínimo de viabilidade:** foi utilizado apenas o critério de decisão do VPL para verificar o preço mínimo que viabilizaria a usina eólico-FV em cada cidade, visto que a finalidade é apenas comparar os locais em que o projeto seria mais competitivo em um leilão de menor preço. Portanto, outros critérios de decisão como as opções reais existentes durante o tempo de vida do projeto, além dos custos de agência que podem ocorrer para as empresas investidoras neste tipo de projetos não são considerados na análise financeira.

1.5 Estrutura do trabalho

Este trabalho está estruturado em cinco capítulos. O **Capítulo 1**, aqui apresentado, teve caráter introdutório, com o intuito de justificar e apresentar os objetivos e delimitações do estudo. Os demais capítulos estão organizados da seguinte maneira:

- O **Capítulo 2** contém uma visão geral sobre o setor de energia renovável e a inserção de seu aproveitamento no Brasil. São apresentados o contexto histórico e as principais políticas utilizadas para apoiar o setor de energia renovável, as principais experiências do Brasil no que se refere ao aproveitamento de energia renovável e políticas direcionadas para o setor. Por fim, é contextualizada a evolução das fontes de energia eólica e FV no Brasil;
- No **Capítulo 3** são apresentados os materiais e métodos utilizados na abordagem proposta para auxiliar a contratação de projetos de geração híbrida eólico-FV;
- O **Capítulo 4** apresenta o método de pesquisa, os estudos relacionados ao tema e o passo-a-passo da abordagem proposta.
- No **Capítulo 5** é apresentada a aplicação da metodologia proposta para a contratação de projetos de geração eólico-FV e os respectivos resultados encontrados.
- Finalmente, no **Capítulo 6** é realizada uma conclusão sobre o trabalho e as sugestões para trabalhos futuros.

2 ENERGIA RENOVÁVEL: PANORAMA E A INSERÇÃO NO BRASIL

2.1 Contexto histórico e políticas para o setor

Durante as décadas de 60 e 70, a ocorrência da Crise do Petróleo tornou preocupante a dependência dos derivados do petróleo para a geração de energia. Justamente nesse período, que se iniciou o interesse em intensificar os esforços para desenvolver o uso de novas fontes de energia e atrair investimentos para substituir parte de sua produção, especialmente a de energia elétrica, a partir de combustíveis fósseis (JUÁREZ et al., 2014 e RINGEL, 2006).

Em um primeiro momento, as FER dividiam atenção com a energia nuclear, como fontes que poderiam se tornar uma alternativa para a produção de energia, visto que ambas são capazes de substituir os combustíveis fósseis, fornecendo energia com baixa emissão de dióxido de carbono (CO₂). Entretanto, Wüstenhagen e Bilharz (2006) explicam que após o acidente catastrófico na usina nuclear de Chernobyl, na Ucrânia, a energia nuclear passou a gerar desconfiança e ser vista como nociva por parcela da sociedade devido ao impacto provocado pelo acidente, fato que indiretamente favoreceu um interesse ainda maior em desenvolver o uso de FER.

Lipp (2007) ressalta que após a ocorrência do acidente nuclear de Chernobyl, a rejeição da energia nuclear aumentou aproximadamente 70% na Alemanha, estimulando o entusiasmo pelas FER no país. Mais recentemente, em 2011, outro acidente nuclear que contribuiu para diminuir a popularidade da energia nuclear, e em contrapartida favorecer o interesse pelas FER foi o desastre de Fukushima, no Japão (AYOUB e YUJI, 2012).

Segundo Lim, Lam e Hassim (2015) e Ayoub e Yuji (2012), o acidente de Fukushima motivou o interesse urgente do governo japonês em desenvolver novas estratégias para promover o uso de FER. A investigação de Park e Ohm (2014) também indica que na Coreia do Sul, após o acidente de Fukushima, a percepção pública é de que as FER são uma alternativa mais segura e confiável do que a energia nuclear. Até mesmo no Brasil, Goldemberg (2011) esclarece que o acidente de Fukushima forneceu uma perspectiva para o país reduzir os esforços na promoção do uso de energia nuclear, favorecendo o aproveitamento de alternativas com potenciais favoráveis para o país, como as FER. Além disso, a fonte nuclear tem se tornado cara e está perdendo a competitividade em relação às

FER, o que tem causado o abandono de investimento em reatores nucleares na Carolina do Sul (EUA) e no Reino Unido.

Aliado ao contexto descrito, é importante destacar que promover a expansão do uso das FER é oportuno diante do crescimento da demanda energética mundial presenciado nas últimas décadas. Além disso, espera-se que a demanda de energia continue aumentando e que o crescimento no período de 2012 a 2040 seja aproximadamente de 48% (EIA, 2016). Abdmouleh, Alammari e Gastli (2015) alertam que o mercado energético deve enfrentar desafios na obtenção de oferta suficiente para atender a crescente demanda, que vai além da limitação das reservas de combustíveis fósseis. Dentre as principais dificuldades estão: o aumento da população; instabilidade em relação ao acesso às fontes de energia; crescimento econômico e urbano; além da escassez de água, especialmente em regiões desérticas e áridas.

Diante desse contexto, os autores supracitados reiteram que as FER possuem importante papel para garantir o abastecimento da crescente demanda de forma sustentável, com baixa emissão de gases do efeito estufa. Com isso, a expectativa é de que as FER contribuam cada vez mais ao longo dos anos para o fornecimento de energia elétrica na matriz energética mundial, conforme é possível observar na Figura 2.

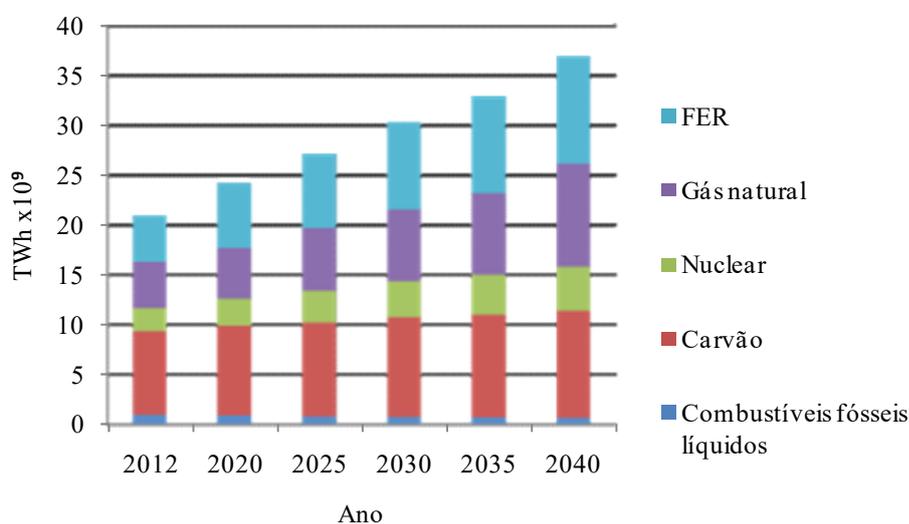


Figura 2- Contribuição de cada fonte na geração de energia elétrica.

Fonte: EIA (2016).

Todavia, Albolhosseini e Heshmati (2014) advertem que as FER não são capazes de competir vis-à-vis com as fontes convencionais, sem inicialmente receber incentivos capazes de torná-las economicamente mais atrativas aos investidores. Alguns autores destacam que o elevado custo da tecnologia para a implantação de centrais elétricas baseadas em FER representa um fator crítico para restringir a disseminação desse tipo de investimento (ROMANO et al., 2017; STOKE, 2013; NALAN, MURAT e NURI, 2009).

Nesse aspecto, a atuação do governo com políticas de incentivo se torna relevante para alavancar o maior aproveitamento das FER para a geração de eletricidade. Sovacool (2009) enfatiza que a intervenção governamental é essencial para promover de modo eficiente a geração de energia a partir de FER e programas de eficiência energética para redução do consumo. A adoção de políticas que incentivem o maior uso das FER estimula o desenvolvimento do setor ao atrair o capital de investidores, e principalmente, aumenta a rede de usuários, que à proporção em que cresce gera ganhos de aprendizagem (*spillovers*), favorecendo a redução do custo da tecnologia para a produção da eletricidade verde por meio de FER (STOKE, 2013 e SHUM e WATANABE, 2010).

De acordo com Aquila et al. (2017a) e Ayoub e Yuji (2012), os governos podem intervir em prol do aproveitamento das FER, utilizando estratégias que podem ser de curto ou longo prazo. A diferença entre elas, é que os investimentos provenientes das estratégias de curto prazo acabam, na medida em que a estratégia também é encerrada. Já com as estratégias de longo prazo, os investimentos não são interrompidos depois de a política ser aplicada, pois eles incentivam a criação de um mercado e de um modelo energético sustentável. Geralmente as estratégias de curto prazo complementam as políticas de longo prazo, também conhecidas como políticas “guarda-chuva” (IEDI e GVCES, 2010).

Ayoub e Yuji (2012) destacam que dentre os principais tipos de estratégias de curto prazo existentes estão: subsídios diretos; isenção de impostos para projetos e cadeia produtiva da indústria de tecnologia relacionada à produção de FER; e cobrança de tributos para determinadas quantidades de CO₂ emitidas. Já as principais estratégias de longo prazo, de acordo com Del Río (2012) são: *feed-in tariffs* (FIT); sistema de quotas; e os leilões. Outros mecanismos populares são o *net metering* e *net billing*, mais voltados para o apoio à geração distribuída (WATTS et al., 2015).

Embora as políticas possam ser definidas de diferentes maneiras, Romano et al. (2017) esclarece que todas convergem para os seguintes objetivos: aprimorar a eficiência energética no processo produtivo; aumentar a parcela de participação da energia elétrica no total de energia primária; redução da emissão de gases causadores do efeito estufa e aumento da utilização de energia renovável. A seguir, serão apresentadas as principais características das políticas de longo prazo mais utilizadas (FIT, sistema de quotas, leilões e *net metering*).

2.1.1 *Feed-in Tariffs*

A FIT é um mecanismo que se tornou popular no mundo nas últimas décadas, conforme indicado pela Figura 3, e reconhecido como o mais rápido em estimular o uso de FER (KLEIN et al., 2008; ERNST & YOUNG, 2008; MENDONÇA, 2007). É uma estratégia baseada em um sistema de preço, cuja principal característica é que o governo garante a compra da eletricidade proveniente de FER por um preço fixo pelo kWh de energia produzida, durante um longo período (DEL RÍO, 2012; HAAS et al. 2011; RAGWITZ, HUBER e RESCH, 2007).

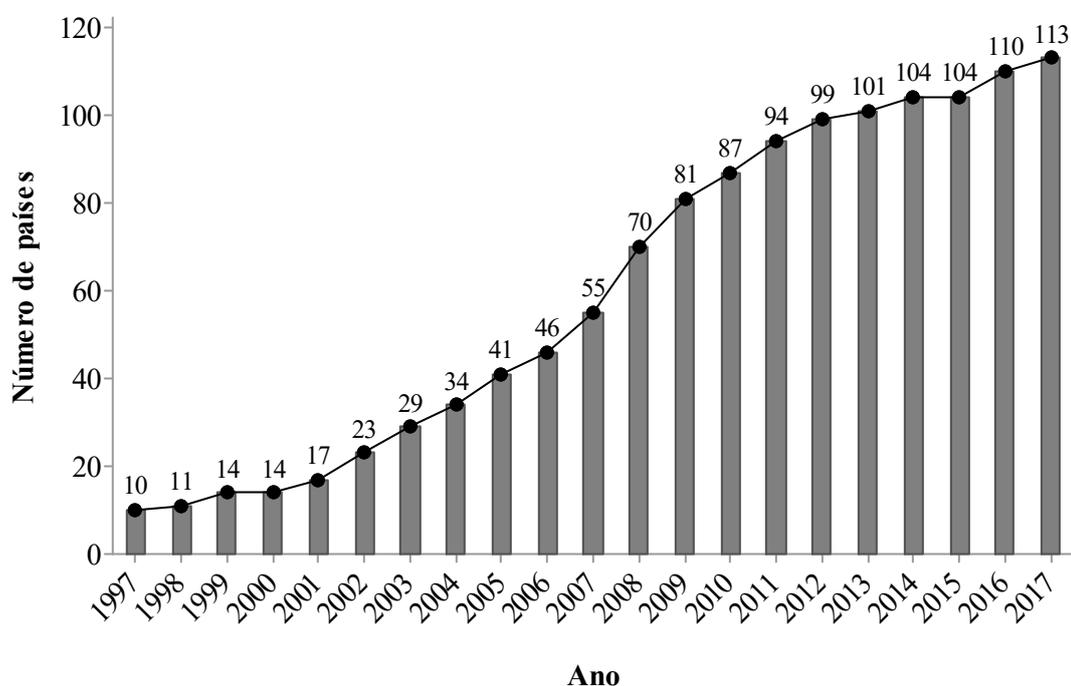


Figura 3- Número de países que utilizaram as FIT em cada ano.

Fonte: Baseado em REN 21 (2016) e REN 21 (2018).

Wilkie (2011) salienta que outra importante característica dos programas baseados em FIT, é que o governo garante a conexão das centrais geradoras à rede elétrica. A definição das tarifas pode ser específica para cada tipo de tecnologia e o prazo de duração dos contratos varia de acordo com cada local (EYRE, 2013).

De acordo com Rawli e Twaha (2015) e Couture e Gagnon (2010), as configurações mais clássicas de uma estratégia FIT podem ser independentes ou dependentes do preço do mercado. Nos casos em que a FIT é independente do preço do mercado, o incentivo é caracterizado pela existência de uma tarifa de preço fixa e podem ser articuladas das seguintes formas:

- a) Preço fixo independente de outras variáveis de mercado como, preço da eletricidade produzida por fontes convencionais e inflação, determinado de forma compatível ao investimento exigido para cada fonte;
- b) Preço fixo reajustado de acordo com a inflação, com a finalidade de evitar a redução do valor real das receitas dos projetos;
- c) Preço fixo mais elevado nos primeiros anos, com redução prevista para os anos posteriores. Mendonça (2007) explica que a principal motivação para adotar essa variante é reduzir os custos com a política ao longo do tempo, e evitar a sobrecompensação financeira de projetos, sendo que esse foi o modelo utilizado pela Alemanha nos anos 2000 (BÜSGEN e DÜRRSCHIMIDT, 2009; COSTA, LA ROVERE e ASSMANN, 2008);
- d) Preço definido pela diferença entre o preço fixo ideal para uma tecnologia específica e o preço de mercado, quando este está abaixo da FIT ideal. Este modelo é próximo da categoria de FIT dependente do mercado, mas é caracterizado como independente, pois o nível de remuneração permanece fixo.

Na Figura 4 é possível verificar os tipos de designs das FIT independentes do preço de mercado.

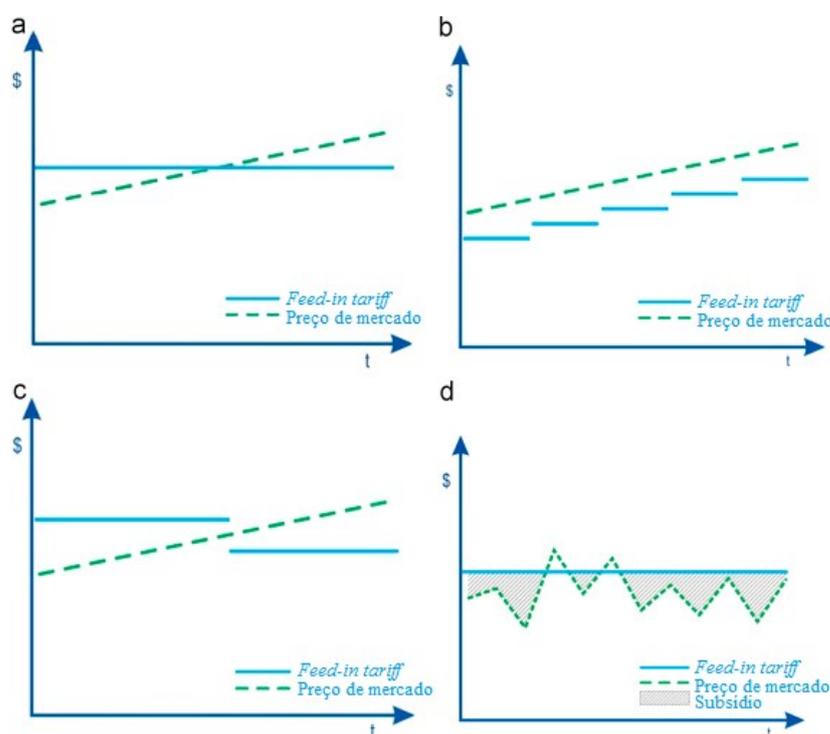


Figura 4- Configurações de políticas FIT independentes do preço de mercado.

Fonte: Couture e Gagnon (2010).

No que concerne às FIT dependentes do preço de mercado, o apoio é baseado na oferta de um prêmio e os principais designs são:

- a) Prêmio fixo acima do preço médio de mercado. São oferecidos para premiar os benefícios socioambientais advindos do investimento na eletricidade verde e nivelar a remuneração de forma compatível com o custo da tecnologia para cada fonte;
- b) Prêmio variável pago com base em uma banda com limite inferior e superior para o valor do preço pago, permitindo que o prêmio flutue de acordo com o preço de mercado sem extrapolar as bandas. Del Ríó (2008) afirma que esse modelo busca minimizar lucros exorbitantes em caso de altos preços de mercado, e em contrapartida também introduzir segurança no caso de os preços atingirem níveis muito baixos;
- c) Prêmio definido com base em um percentual pré-fixado sobre o preço de mercado. Esse design foi aplicado pela Alemanha e Dinamarca na segunda onda de FIT nos anos 90 (JACOBSSON e LAUBER, 2006).

Na Figura 5 estão ilustradas as diferentes maneiras que podem ser configuradas uma FIT dependente do preço de mercado.

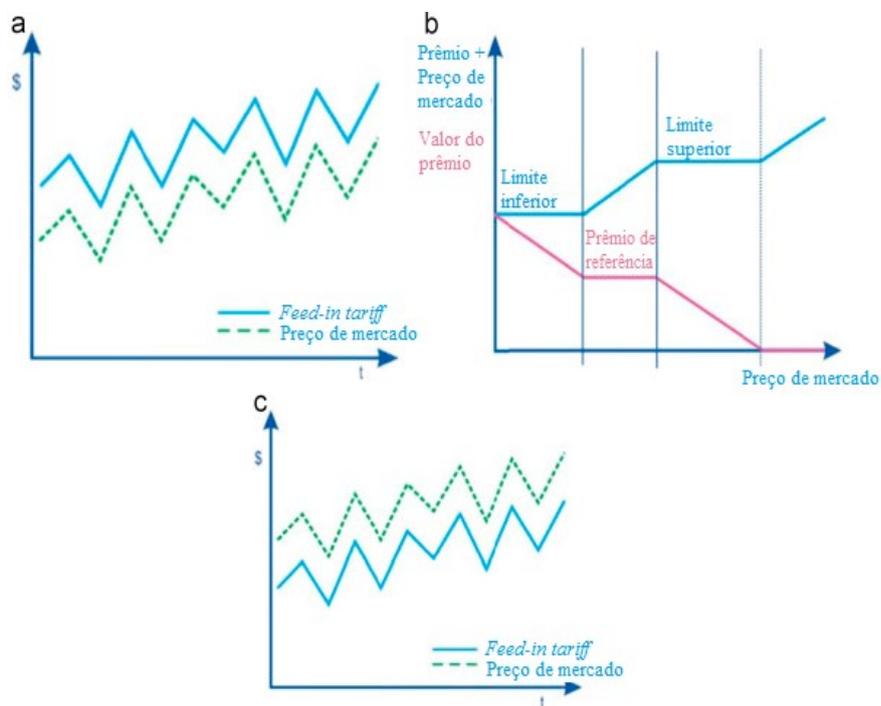


Figura 5- Configurações de políticas FIT dependentes do preço de mercado.

Fonte: Couture e Gagnon (2010).

As FIT são reconhecidas por proporcionarem baixo risco aos investidores em FER, e foi por meio delas que a Alemanha consolidou o *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (EEG), considerado o programa mais bem-sucedido em promover as FER no mundo (MABEE, MANNION e CARPENTER, 2012; BÜSCHEN e DÜRRSCHMIDT, 2007). Segundo Lehr et al. (2008) a FIT contribuiu para o crescimento do setor no país, gerando empregos relacionados à construção civil, tecnologia e serviços públicos.

Em estudos encontrados na literatura, as FIT introduzidas na Alemanha, por meio do EEG, têm sido consideradas como referência e o EEG como programa bem-sucedido e alvo de comparação com estratégias utilizadas em outros locais (MELO, JANUZZI e BAJAY, 2016; HUENTELER, 2014; GARCÍA-ALVAREZ e MARIZ-PÉREZ, 2012; COSTA, LA ROVERE e ASSMANN, 2008).

Contudo, se não houver estabilidade regulatória, as FIT podem não gerar o resultado esperado, como já ocorreu em alguns países da América Latina (JACOBS et al., 2013). Além disso, se o programa FIT for custoso, de forma que onere o consumidor final, pode ocorrer uma rejeição popular, como houve em Ontário, no Canadá (YATCHEW e BAZILIAUSKAS, 2011). Para evitar esse obstáculo, Huenteler (2014) explica que em alguns países em desenvolvimento, alguns fundos de investimentos internacionais, formados por ONGs, bancos e países doadores estão ajudando a financiar políticas FIT, a fim de torná-las viáveis no longo prazo.

2.1.2 Sistema de quotas

Em relação ao sistema de quotas, popularmente conhecido como *Renewable Portfolio Standards* (RPS), este consiste em uma forma de regulação que determina uma quantidade de energia elétrica produzida por meio de FER que as concessionárias devem fornecer, sendo que o preço de venda da energia é definido pelo livre mercado (JENNER, GROBA e INDVIK, 2013; BUCKMAN, 2011). Com isso, o RPS tende a promover a FER que exige a tecnologia com menor custo para produzir a energia limpa, pois as concessionárias podem optar em preencher sua quota, contratando a energia a partir da fonte capaz de produzi-la pelo menor custo (FAGGIANI, BARQUÍN e HAKVOORT, 2013; MITCHELL, BAUCKNETT e CONNOR, 2006).

Abdomouleh, Alammari e Gastli (2015) afirmam que o RPS é o mecanismo menos custoso para os governos. Entretanto, uma das principais críticas feitas a esta política, é justamente o fato de o RPS não levar em consideração os custos individuais da tecnologia utilizada para cada FER, o que pode contribuir para a propagação de uma monocultura (HOLM, 2005). Além disso, alguns estudos ressaltam o maior risco financeiro que o RPS proporciona ao produtor em relação às FIT, fator responsável por uma inserção mais rápida da FER na geração de eletricidade em países europeus que optaram pelos regimes de FIT (DONG, 2012; FOUQUET e JOHANSSON, 2008; MITCHELL, BAUCKNETT e CONNOR, 2006).

No sistema de quotas, em algumas regiões, as concessionárias e demais contratantes da eletricidade proveniente de FER têm a liberdade de escolher se elas mesmas cumprem a quota, ou se pagam para outra entidade para cumprir com a obrigação (RINGEL, 2006). A

contratação de outro agente para cumprir a quota pode ser via contrato ou por meio da comercialização de certificados verdes (BUCKMAN, 2011; MENANTENEAU, FINON e LAMY, 2008).

A comercialização de certificados é uma variante muito associada ao RPS, e funciona de modo similar a uma conta bancária, na qual a energia produzida acaba se tornando um crédito, a cada unidade gerada (ALBOLHOSSEINI e HESHMATI, 2014; FOUQUET e JOHANSSON, 2008). Para ilustrar melhor como funciona a comercialização de certificados verdes, será apresentado o exemplo descrito por Menanteneau, Finon e Lamy (2008).

Suponha dois agentes: o agente “a”, com custo marginal maior (CM_a) para produzir a energia com baixa emissão de carbono e o agente “b”, capaz de atingir a quota de emissão reduzida com custo marginal menor (CM_b). A possibilidade de comercialização de certificados verdes permite com que “a” limite sua quantidade produzida de energia limpa (Q_a) ao adquirir certificados de “b”, pelo preço de equilíbrio (p) para atingir a quota (q) de energia limpa que deve produzir. Já “b” aumenta sua fatia de produção limpa para Q_b e negocia seus certificados para “a” pelo preço p . Com isso, a introdução de certificados resulta numa redução de custo para alcançar a quota ($Q_a + Q_b = 2q$), conforme demonstrado pelas áreas sombreadas da Figura 6, ilustrando uma situação sem flexibilidade em que os agentes estão limitados às restrições para conseguir produzir as quantidades Q_a e Q_b .

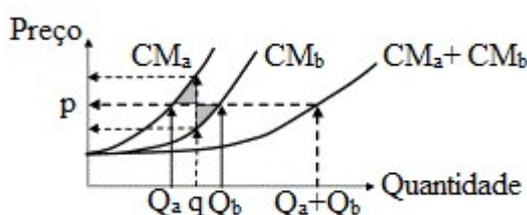


Figura 6- Funcionamento do mercado de comercialização de certificados verdes.

Fonte: Menanteneau, Finon e Lamy (2008).

A comercialização de certificados verdes passou a se desenvolver em âmbito internacional após o Protocolo de Kyoto, em 1997, que teve como objetivo mobilizar os países industrializados com compromissos rígidos para a redução da emissão de gases do efeito estufa (WATTS, ALBORNOZ e WATSON, 2015; BOYD et al., 2009). Um dos mecanismos criados no Protocolo de Kyoto foi o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

(MDL), o qual permite que países desenvolvidos, incluídos em um grupo chamado de Anexo I, possam investir em projetos localizados em países em desenvolvimento, pertencentes ao grupo dos países chamados de não incluídos no Anexo I, por meio da aquisição de certificados de emissões reduzidas, equivalentes aos certificados verdes (CRUZ, PAIVA e PAULINO, 2017; ALBOLHOSSEINI e HESHMATI, 2014).

Balatbat, Findlay e Carmichael (2012) explicam que no MDL, os certificados são precificados a partir do preço de carbono no mercado e da capacidade de tonelada de CO₂ que o projeto é capaz de evitar a emissão. Essa quantidade é estimada e certificada a partir de uma linha de base, que representa as emissões de gases do efeito estufa que seriam emitidas na ausência do projeto.

2.1.3 Leilões

Outro mecanismo utilizado para contratar projetos de geração de energia elétrica a partir de FER são os leilões, utilizados até 2017 por 84 países (REN 21, 2018). De acordo com Mir Artigues e Del Río (2014), no sistema de leilões o governo lança um certame para os produtores de eletricidade verde competirem, cuja meta de contratação pode ser definida dentro de uma determinada base orçamentária ou de uma quantidade de capacidade de geração desejada. Os autores ainda acrescentam que os leilões podem ser configurados com diferentes tipos de FER competindo entre si, ou com apenas projetos que utilizam um tipo específico de FER.

Del Río e Linares (2014) explicam que os leilões oferecem condições semelhantes às FIT para os investidores, que são os contratos de longo prazo, com a garantia do recebimento de uma receita fixa previamente conhecida. Uma vantagem dos leilões em relação às FIT é a possibilidade de evitar a assimetria de informação em relação aos custos tecnológicos associados a cada FER, pois os produtores concorrem entre si buscando ofertar a energia pelos menores preços. Dessa forma, os leilões impedem o pagamento de receitas excessivas, ao passo que também promovem a redução do custo para cada tecnologia (AQUILA et al., 2017a; BECKER e FISCHER, 2013).

O nível de pagamento no processo de licitação via leilões pode ser definido de diferentes maneiras como: preço uniforme, melhor lance, segundo melhor lance ou Vickrey, e

média dos lances. No Quadro 1 constam as características de cada um dos tipos de definição da remuneração para o vencedor de um certame.

Outras características mais específicas que podem existir em cada leilão, dependem das exigências dos órgãos que organizam as licitações em cada jurisdição. Dentre elas estão: tamanhos mínimos e máximos para os projetos; um preço teto; e penalidades que podem ser aplicadas com base em um valor fixo por tempo de atraso, por MWh de fornecimento de energia não atendido ou por um valor percentual sobre o investimento realizado no projeto (DEL RÍO e LINARES, 2014).

Quadro 1- Principais modos de definição da remuneração nos leilões de energia.

Definição da remuneração	Características
Preço uniforme	A remuneração é definida pelo último lance necessário para cumprir a quota de energia a ser contratada no certame
Melhor lance	A remuneração ao produtor é a própria oferta pelo menor lance pelo MWh de energia
Vicrey	A remuneração ao produtor é baseada no lance com a segunda menor remuneração pelo MWh de energia
Média dos lances	A remuneração é definida pelo preço médio, por MWh, ofertado pelos vencedores do certame

Fonte: Adaptado de Del Río e Linares (2014).

A concorrência promovida pelos leilões permite a introdução de uma política menos custosa do que as FIT para países em desenvolvimento e tem sido implantada em alguns deles, como nos casos do Brasil, Peru, Argentina, Uruguai, África do Sul e Índia (MASTROPIETRO et al., 2014; BECKER e FISCHER, 2013). Porém, é importante salientar que o modelo de contratação por leilões também apresenta algumas desvantagens, conforme destacam Abdomouleh, Alammari e Gastli (2015) e Aquila et al. (2017a):

- ausência de uma periodicidade pré-definida para ocorrência de leilões, o que gera maior incerteza ao produtor;
- possibilidade de competição agressiva entre os concorrentes para adquirir a licitação, podendo acarretar em preço que não reflete o custo da tecnologia por fonte;

- como o critério para definir leva em conta apenas o preço, não é avaliada a facilidade de conexão à rede, aumentando o risco de contratação de projetos que não consigam se conectar ao sistema.

2.1.4 *Net metering*

Por último, porém não menos importante, o *net metering* tem sido um mecanismo importante para incentivar o investimento em geração distribuída a partir de FER em pequena escala (WATTS et al., 2015). O *net metering* consiste em compensar o consumidor por cada unidade de energia elétrica, produzida por um sistema de microgeração, fornecida para a rede elétrica (RAMÍREZ et al. 2017; DARGHOUT et al., 2016; EID et al., 2014). A compensação ocorre por meio da utilização de um medidor que contabiliza o saldo de geração em relação ao consumo ao final de determinado período, e esse balanço é verificado para estabelecer a remuneração do consumidor (DUFO-LÓPEZ e BERNAL-AGUSTÍN, 2015; POULLIKAS, 2013). Na Figura 7 é ilustrado o funcionamento de um sistema *net metering*.

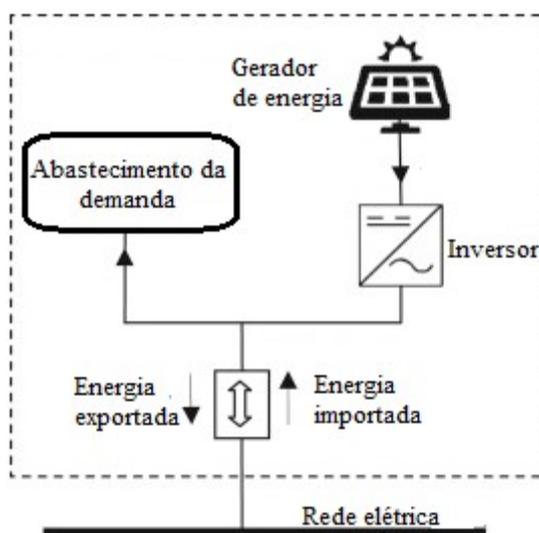


Figura 7- Funcionamento do *net metering*.

Fonte: Dufo-López e Bernal-Agustín (2015).

Um mecanismo variante do *net metering*, denominado de *net billing* se diferencia pela forma em que o consumo e a geração proveniente dos sistemas de microgeração são medidos. Watts et al. (2015), Dufo-López e Bernal-Agustín (2015) e Yamamoto (2012) explicam que no *net billing* o consumo e a geração de energia são medidos separadamente, sendo que a

energia injetada na rede é remunerada por uma tarifa fixa pré-definida e o consumo de energia é pago pela tarifa de mercado; na Figura 8 é ilustrado o funcionamento do *net billing*.

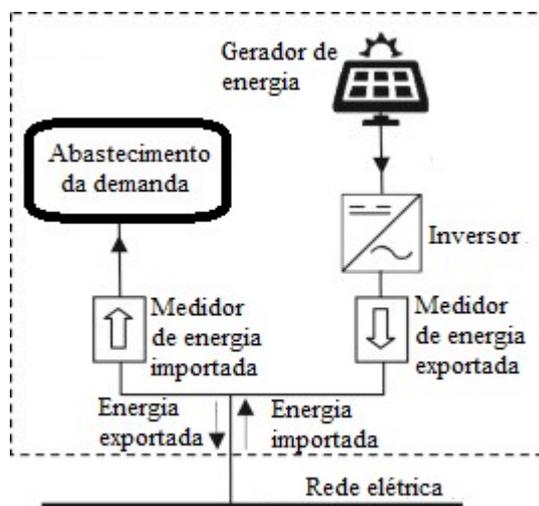


Figura 8- Funcionamento do *net billing*.

Fonte: Dufo-López e Bernal-Agustín (2015).

De acordo com Bayod-Rujula (2009), o processo de liberalização do setor elétrico em muitos países nas últimas décadas também tem favorecido a disseminação do uso da geração distribuída em pequena escala. Com a liberalização, deixa de existir o controle centralizado do sistema elétrico, e os próprios consumidores podem gerar sua própria energia e comercializar o excedente gerado livremente no sistema (WALTERS e WALSH, 2011).

Yamamoto (2012) afirma que a geração distribuída tem se tornado mais popular, e em boa parte isso se deve às políticas em prol da microgeração, especialmente para as fontes eólica e FV. As estratégias possibilitam atrair financeiramente um maior número de usuários adeptos da geração distribuída, e conseqüentemente, a redução do custo da tecnologia utilizada.

Para alcançar maior inserção das FER, diversos países têm recorrido às políticas de longo prazo (ROMANO et al., 2017). As escolhas das políticas para o incentivo do uso das FER variam de acordo com o contexto político e econômico e os obstáculos específicos em cada local para inserção das FER (ABOMOULEH, ALAMMARI e GASTLI, 2015). Tais particularidades fazem com que a maioria dos países tenha diferentes conjuntos de mecanismos utilizados para apoiar as FER, conforme é notado na Figura 9.

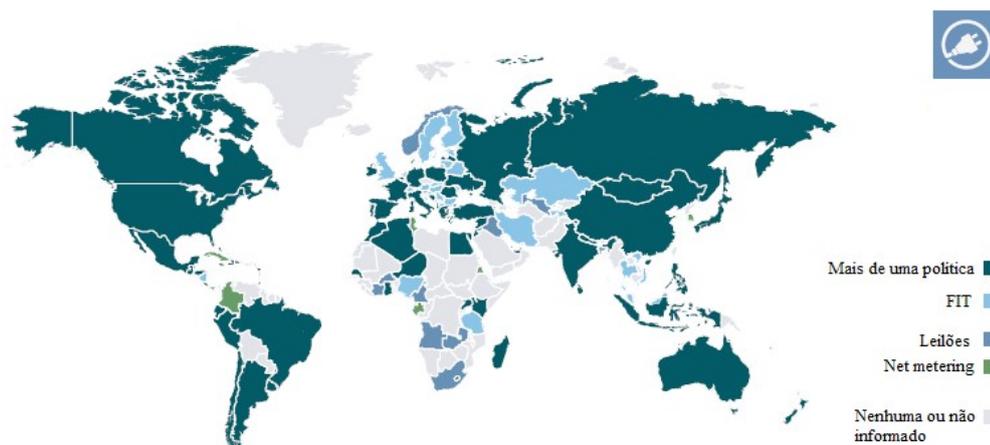


Figura 9- Tipos de políticas para inserção de FER utilizadas em cada país.

Fonte: REN 21 (2016).

Na próxima seção será visto o caso brasileiro, a partir contexto vivido pelo SEB, e as principais experiências com políticas de longo prazo para incentivar o uso de FER para a geração de eletricidade.

2.2 Energias renováveis para geração de energia elétrica no Brasil

O Brasil possui uma área de 8,5 milhões de km² e uma população com aproximadamente 200 milhões de habitantes (RIBEIRO, AROUCA e COELHO, 2016). Devido à rápida industrialização e crescimento do padrão de vida da população, a demanda por energia elétrica está aumentando significativamente (EPE, 2014). O país possui grande potencial em termos de recursos naturais, tanto renováveis quanto fósseis, e capacidade para expansão de uma agroindústria orientada para o mercado externo (PEREIRA et al., 2012). Entretanto, devido ao extenso território e à crescente demanda por energia elétrica no país, o planejamento energético por parte dos tomadores de decisão se torna desafiador e complexo de ser controlado (MOREIRA et al., 2015).

O SEB historicamente se caracteriza por sofrer forte intervenção governamental, pois apenas em 1996 começou a ser privatizado, e, mesmo assim boa parte das empresas e dos ativos de geração ainda permanece sobre controle estatal. Baseado em Tovar et al. (2011) e Silva, Neto e Seifert (2016), dentre as principais agências públicas que regulam o SEB estão:

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): entidade reguladora responsável pela fixação das tarifas de energia e pela garantia de preços justos, além de fiscalizar a produção, comercialização e transmissão de energia elétrica;

- Operador Nacional do Sistema (ONS): atua como o operador independente do sistema elétrico, denominado como Sistema Interligado Nacional (SIN), inclusive na coordenação e controle da geração e transmissão;

- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): atua com função de viabilizar a comercialização de energia, operando contratos de comercialização de energia, registrando e verificando o cumprimento de geração assinados de comum acordo pelos produtores.

Em relação ao modelo de comercialização de energia, a partir de 2004 foram estabelecidos dois ambientes para negociação de contratos de energia elétrica: o Ambiente de Comercialização Regulado (ACR), caracterizado pelos leilões de energia e o Ambiente de Comercialização Livre (ACL), pautado em contratos bilaterais livremente negociados entre as partes (AQUILA et al., 2016; MASTROPIETRO, 2014).

Quanto à disponibilidade dos recursos naturais para a geração de eletricidade, Pereira Jr. et al. (2011) destacam que o país possui uma grande variedade climática e a maior biodiversidade do planeta. Pereira Jr. et al. (2011) acrescentam que apesar da vantagem de dispor de uma diversidade de recursos naturais, ao mesmo tempo, existe o desafio de assegurar que estes recursos sejam explorados de forma sustentável.

No que concerne à gestão destes recursos para a produção de energia elétrica, após a crise do Petróleo, um dos tópicos definidos pela Comissão Nacional de Energia, criada em 1979, foi explorar o potencial hídrico do país para a geração de energia elétrica o máximo possível (SILVA et al., 2013). Até os dias atuais, a existência de vários rios no território brasileiro ainda tem favorecido a predominância das fontes hídricas na capacidade instalada de energia elétrica, conforme é possível observar na Figura 10.

Entretanto, as grandes hidrelétricas e suas construções geram impactos socioambientais significativos. Além disso, a dependência em relação a essas usinas fez com que o país sofresse com apagões e racionamento de energia em 2001 e 2002 (AQUILA et al., 2017a; JUÁREZ et al., 2014).

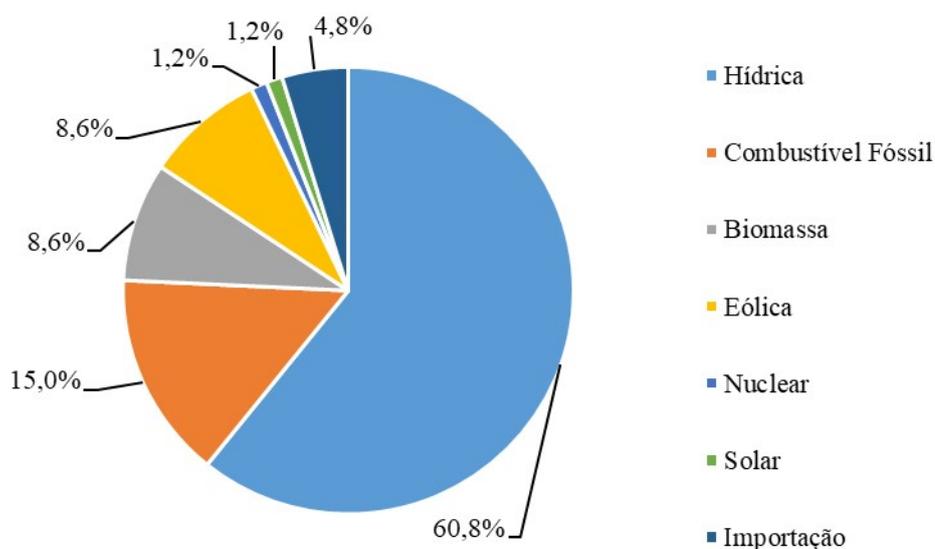


Figura 10- Composição da capacidade de geração do SIN, em MW, por fonte.

Fonte: ANEEL (2019).

Entre os principais motivos para a crise energética presenciada em 2001 e 2002 estão as secas ocorridas no Sudeste e Nordeste em 2001 e a redução contínua dos reservatórios, que ocasionou risco de déficit e aumento da volatilidade dos preços atacadistas (QUEIROZ, 2007). O alerta provocado pela crise fez com que o governo incentivasse o aumento da utilização de termelétricas para a geração de eletricidade (SILVA, NETO e SEIFERT, 2016). Também foram criadas iniciativas para incentivar o aumento de FER, sendo o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA) considerado um marco para o setor de energias renováveis no Brasil (DUTRA e SZKLO, 2008; COSTA, LA ROVERE e ASSMANN, 2008).

Até 2001, o Brasil não tinha programas suficientemente favoráveis para os investidores em projetos de geração de energia renovável se estabelecerem no país (WACHSMANN e TOMALSQUIM, 2003). Anteriormente ao PROINFA, alguns programas foram desenvolvidos, dentre eles o Programa para o Desenvolvimento da Energia nos Estados e Municípios (PRODEEM), o Programa de Desenvolvimento da Cadeia Produtiva Geradora de Energia Eólica (PROEÓLICA) e o Programa de Desenvolvimento e Comercialização de Energia de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH-COM). Entretanto, todos eles não se caracterizaram como políticas capazes de fornecer garantias suficientes aos produtores e de

cumprir o objetivo de promover o uso das FER (RUIZ, RODRÍGUEZ e BERMAN, 2007). No Quadro 2 estão caracterizados cada um dos programas.

Quadro 2- Características dos programas anteriores ao PROINFA.

Programa	Características
PRODEEM	Objetivo de fornecer abastecimento de energia elétrica em áreas rurais, por meio de tecnologias como sistemas FV e eólicos, PCH e biomassa. Acabou priorizando a tecnologia FV, mas não conseguiu alcançar o número de beneficiários conforme planejado, com parte dos sistemas instalados sendo extraviados e instalados incorretamente. Além disso, a execução do programa foi baseada em licitação pública internacional, com boa parte do equipamento sendo importado e desencorajando o desenvolvimento da indústria nacional no setor FV. Em 2005, os objetivos definidos no programa acabaram transferidos para o programa Luz para Todos, criado pelo governo federal.
PROEÓLICA	Finalidade de promover um modelo alternativo de desenvolvimento econômico e socioambiental, baseado na energia eólica e aproveitar a complementaridade entre as fontes hídrica e eólica. Tinha como meta a instalação de 1050 MW de energia eólica entre 2001 e 2003, sendo que ao final de 2003 o número de licenças solicitadas superou a meta de 1050 MW, e em 2004 as solicitações chegaram a 3319,48 MW. Como o PROEÓLICA não oferecia segurança em relação ao risco regulatório e financeiro para a demanda, acabou encerrado e em 2004 seus objetivos foram transferidos para o PROINFA.
PCH-COM	Proposta de diversificar a matriz energética e incentivar o investimento privado em PCHs. Com a Eletrobrás garantindo a compra da eletricidade, junto com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) concedendo financiamento aos projetos, a meta era de instalar 1200 MW divididos em 400 MW por ano, entre 2001 a 2003. Por não fornecer estabilidade regulatória suficiente ao produtor, assim como no PROEÓLICA, os objetivos desse programa também acabaram transferidos para o PROINFA.

Fonte: Adaptado de Ruiz, Rodriguez e Bermann (2007).

A respeito do PROINFA, este foi um programa criado pela Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, e alterada pela Lei 10.762, de 11 de novembro de 2003. Essa lei visava aumentar a contribuição da parcela da eletricidade produzida a partir da energia eólica, PCH e biomassa. Inicialmente possuía como meta a inserção de 3300 MW de potência igualmente distribuídos entre as três fontes, sendo que os projetos deveriam utilizar 60% dos equipamentos

produzidos dentro do país (MELO, JANUZZI e BAJAY, 2016; DUTRA e SZKLO, 2008; COSTA, LA ROVERE e ASSMANN, 2008).

Melo, Januzzi e Bajay (2016) explicam que originalmente estava planejada uma segunda etapa do PROINFA, na qual o objetivo seria alcançar 10% da geração de energia elétrica no país a partir das FER alternativas até 2022. Entretanto, as reformas concretizadas no setor elétrico em 2004, que culminaram na adoção dos leilões de energia, como principal mecanismo de contratação de projetos de geração, modificaram os rumos inicialmente planejados.

Segundo Silva et al. (2013), inicialmente o prazo de compra da energia era de 15 anos, porém a partir da Lei 10.762 ficou definido que passariam a ser de 20 anos com contratos firmados com a Eletrobrás. O custo da energia comprada pela Eletrobrás passaria a ser rateado entre todas as classes de consumidores finais, exceto os de baixa renda (aqueles consumos mensais inferiores ou iguais a 80 kWh). Juarez et al. (2014) e Kissel e Krauter (2006) afirmam que em relação ao mecanismo político, o PROINFA se baseou nas FIT com tarifas compatíveis a com cada tipo de fonte e reajustadas de acordo com a inflação.

De acordo com Dutra e Szklo (2008), foi definida uma tarifa fixa para as PCH, valores de tarifas fixas para usinas eólicas de acordo com o fator de capacidade das usinas e tarifas fixas para a biomassa, variando de acordo com o insumo utilizado (bagaço de cana, resíduo de madeira, casca de arroz e biogás). Os projetos contratados também receberam apoio das linhas de financiamento específicas do BNDES para o setor de energia renovável, além do Banco do Nordeste (BNB) que por meio de recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE) forneceram apoio aos projetos com prazo de amortização de 20 anos (MME, 2009).

Dalbem (2010) ainda destaca que projetos localizados na área da Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE), desfrutaram das seguintes condições: redução de 75% do IR por 10 anos; até 2013, 30% do imposto devido poderia ser utilizado para reinvestimento e modernização, com a exigência de que os equipamentos deveriam ser novos; isenção até dezembro de 2010 do Adicional ao Frete para Renovação da Marinha Mercante (AFRMM) e do Imposto sobre Operações Financeiras (IOF), nas operações de câmbio para aquisição de equipamento importado; nas microrregiões menos desenvolvidas da SUDENE,

empresas poderiam depreciar todo o equipamento no primeiro ano e obtiveram condições privilegiadas nos financiamentos pelo BNB.

Dutra e Szklo (2008) ressaltam que na primeira chamada pública realizada em 2004, a única fonte que não alcançou a meta de contratação de 1100 MW foi a biomassa, e dessa forma realizou-se mais uma chamada pública e mesmo assim não foi alcançada a meta. Posto isso, uma nova chamada permitindo a seleção de PCH e usinas eólicas foi convocada para atingir o resto da capacidade referente à biomassa.

Com isso, o resultado final foi a contratação de uma capacidade aproximadamente de: 685,24 MW em geração a partir de biomassa, 1191,24 MW referente às PCH e 1422,92 MW em capacidade proveniente de usinas eólicas. Na Tabela 1 consta em MW, a capacidade contratada referente a cada fonte por região.

Tabela 1- Capacidade contratada pelo PROINFA por região e por fonte.

	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	TOTAL
PCH	102,20	42,80	499,94	285,20	263,10	1191,24
Biomassa	-	119,20	128,92	332,02	105,10	685,24
Eólica	-	805,58	-	163,05	454,29	1422,92
TOTAL	102,20	966,58	627,86	780,27	822,49	3299,40

Fonte: MME (2009).

Com as reformas realizadas no SEB, em 2004, as FIT do PROINFA acabaram substituídas gradativamente pelos leilões de energia (SILVA et al., 2013). Segundo Mastropietro et al. (2014), no Brasil são realizados dois tipos de leilões energia elétrica: os leilões regulares, para suprir a demanda das concessionárias de distribuição e os LER, para a contratação de uma capacidade suplementar do sistema.

Moreno et al. (2010) e Souza e Legey (2010) ressaltam sobre três tipos tradicionais de leilões, nos quais os distribuidores podem participar e que se diferenciam pelo prazo em que os projetos devem iniciar a operação. Apresenta-se a seguir a descrição e na Figura 11 a ilustração referente a cada tipo de leilão:

- Leilões A-5: os projetos são contratados por longo prazo e possuem cinco anos para iniciarem a operação, fornece a opção para os projetos iniciarem sua operação

antecipadamente e comercializarem energia no ACL, antes do início de operação definido no contrato firmado no ACR;

- Leilões A-3: os projetos contratados têm três anos para iniciarem a operação, e esses leilões possuem a finalidade permitir correções nas estimativas feitas pelas concessionárias de distribuição em relação à demanda;

- Leilões A-1: tem a finalidade de substituir contratos de energia existente próximos do prazo de expiração, sendo que os projetos contratados nesse tipo de leilão, geralmente grandes hidrelétricas, possuem um prazo de um ano para entrar em operação e são contratados por um prazo menor do que em outros tipos de leilões.

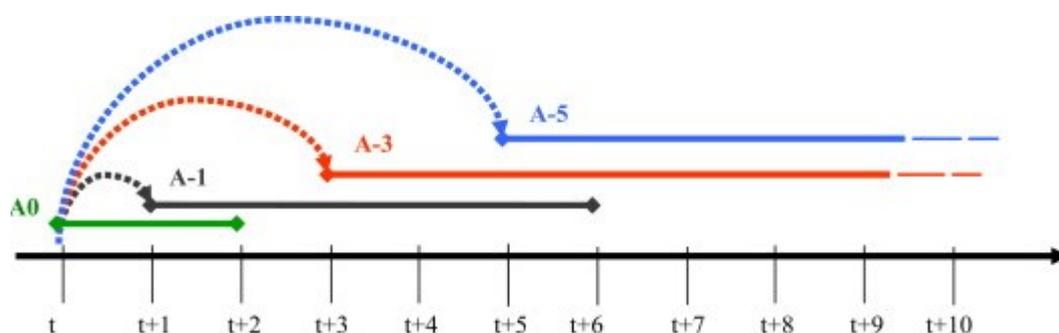


Figura 11- Tipos de leilão de acordo com o prazo para o início de operação dos projetos.

Fonte: Moreno et al. (2010).

Recentemente, também foram criadas as modalidades A-4 e A-6, oferecendo o prazo de 4 e 6 anos, respectivamente, para o projeto entrar em operação. Para as energias renováveis alternativas existe o Leilão de Fontes Alternativas (LFA), específico para as fontes que participaram do PROINFA, com a finalidade de aumentar a participação delas na matriz energética brasileira (CCEE, 2017). Porém, além das fontes contempladas pelo PROINFA, desde 2014 a energia FV, que não foi incluída no PROINFA, tem participado e sido contratada em leilões, e assim como no PROINFA os projetos de geração a partir de fontes alternativas recebem apoio das linhas de financiamento especiais do BNDES para o setor (AQUILA et al., 2016). Mastropietro et al. (2014) ainda esclarecem que os leilões do ACR têm como finalidade fomentar o investimento em energia, garantindo contratos com uma parcela de remuneração fixa, mantendo dessa forma uma característica importante das FIT implantadas no PROINFA.

Contudo, é importante salientar que um importante tópico definido na reforma do mercado de energia elétrica no Brasil, em 2004, foi o compromisso de geração contratado tanto no ACR, quanto no ACL. Cada projeto contratado possui uma garantia física, a qual corresponde à capacidade máxima que uma usina consegue garantir o fornecimento de energia durante dado período, e conseqüentemente, a quantidade de energia que pode ser negociada no mesmo período (FARIA et al., 2009). De acordo com Moreno et al. (2010), os empreendimentos de geração devem garantir 100% da garantia física. A partir disso, a CCEE verifica mensalmente se a energia produzida pelas usinas foi compatível com a garantia física, e em caso de diferença, seja acima ou abaixo, deve ser feita a liquidação da diferença no mercado de curto prazo (MASTROPIETRO et al., 2014; CCEE, 2010).

Nesse aspecto, os produtores acabam expostos ao denominado Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), usado para avaliar o preço de energia no mercado. O PLD é calculado com base nos dados considerados pelo ONS para otimizar a operação do SIN (SOUZA e LEGGEY, 2010). O PLD é determinado semanalmente para cada patamar de carga (leve, média e pesada), limitado por preço máximo e mínimo, vigentes para cada período de apuração e submercado (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Norte e Nordeste) (CCEE, 2017), em caso de níveis baixos de PLD a diferença é liquidada pelo valor anual de referência (VR) que é definido anualmente. Na Figura 12 é fornecido um exemplo de funcionamento da liquidação de diferenças, no caso de produção de uma quantidade de energia acima da garantia física.

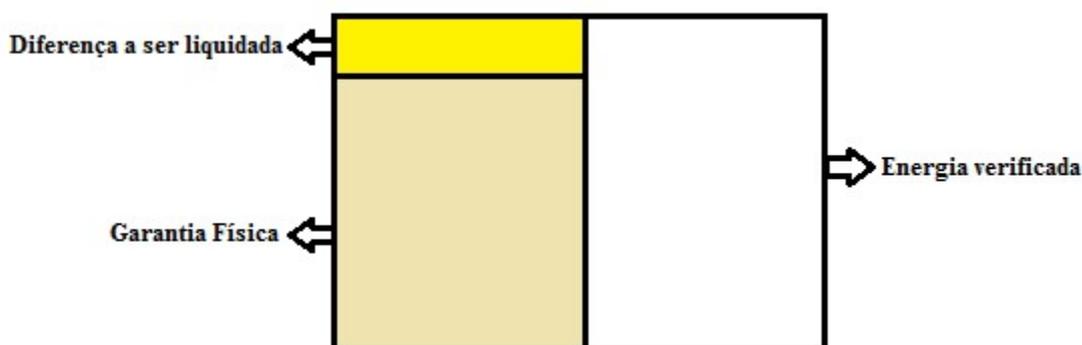


Figura 12- Liquidação das diferenças de geração de energia.

Fonte: Aquila et al. (2017b).

A liquidação das diferenças insere uma incerteza adicional para avaliação de investimentos em projetos de geração de energia renovável, como usinas eólicas e FV, pois para a geração dessas usinas, as variáveis ambientais como vento, insolação, etc. são determinantes para a quantidade de energia produzida. Além do PROINFA e dos leilões, outro mecanismo presente no mercado de energia renovável brasileiro é o MDL. Pelo fato do Brasil por ser um dos países em desenvolvimento não incluídos no Anexo I do Protocolo de Kyoto (UNFCCC, 2017), alguns projetos localizados no país podem ser considerados aptos a serem selecionados para participar do MDL e contemplados com a possibilidade de comercializarem certificados verdes (PEREIRA et al., 2013).

Quanto à participação do Brasil no MDL, o país representa 2% da carteira de projetos de baixo carbono do programa, sendo o maior participante dentre os países da América Latina e o quarto maior do MDL (WATTS et al., 2015). Martins, Seiffert e Dziejcz (2013) explicam que para as FER, como por exemplo, as PCH podem ser financeiramente interessantes para a participação no MDL, principalmente para unidades de geração que não estão ligados ao sistema elétrico. No entanto, os autores supracitados, assim como Balatbat, Findley e Carmichael (2012) ressaltam que o processo de registro do MDL é burocrático, complexo, exigindo paciência e persistência dos requerentes, e, além disso, há também atraso para a liberação dos certificados verdes.

Por fim, porém não menos importante, em 2012, a ANEEL por meio da resolução nº 482/2012 criou um sistema *net metering* com o objetivo de eliminar as barreiras para geração distribuída por meio das FER no país (HOLDERMANN et al., 2014). Essa resolução, contempla sistemas de microgeração de baixa tensão que alcançam potência menor ou igual a 75 kW, assim como sistemas com uma potência instalada entre 75 kW e 5 MW, que de acordo com Ribeiro, Arouca e Coelho (2016) podem ser conectados à rede de distribuição de baixa ou média tensão.

No *net metering* brasileiro, o consumidor que produzir excedente de energia a partir do sistema de microgeração é compensado por créditos a cada unidade de energia fornecida para a rede (DÁVI et al., 2016). O incentivo à geração distribuída é pertinente no Brasil, dado que nas últimas décadas a demanda energética tem aumentado, tanto nas indústrias como em residências (EPE, 2014). Nesse aspecto, a microgeração tem um importante papel para

garantir o atendimento da crescente demanda por energia, de forma mais limpa e sustentável nas residências e estabelecimentos comerciais (DAVIS e MARTIN, 2014).

Além disso, a geração distribuída é uma alternativa interessante para regiões do país que dependem da importação de energia, pois oferece a possibilidade de produzir energia no local em que é consumida (MOREIRA et al., 2015).

Portanto, embora o país nunca tenha utilizado de um mecanismo de quotas oficialmente instaurado pelo governo, assim como no estudo de Aquila et al. (2017a), é possível inferir que desde o Protocolo de Kyoto e da criação do PROINFA, o Brasil em pouco mais de uma década vivenciou experiências relacionadas às principais estratégias de longo prazo utilizadas para alavancar o uso de FER. Tais estratégias têm sido importantes para o setor de energia eólica, e mais recentemente, para a energia FV, conforme será visto na próxima seção.

2.3 Evolução da energia eólica e solar FV no Brasil

A geração de energia eólica depende de turbinas que capturam a energia cinética do vento, que é transformada em energia elétrica (AMARANTE e SCHULZ, 1999). Entretanto, a produção de energia eólica está relacionada ao comportamento do vento, que é determinado pela sua intensidade de velocidade e direção (LIMA e FILHO, 2010).

Para a energia eólica ser considerada tecnicamente possível de ser explorada, a velocidade mínima do vento necessária é de 6 m/s, sendo valores acima de 8,5 m/s considerados altos (SESP, 2012; SCHAEFFER et al., 2008). Nesse aspecto, o Brasil apresenta velocidade média anual de vento na faixa recomendada em diversas regiões do país, conforme é possível observar na Figura 13.

Baseado nos dados do GWEC (2017), o Brasil é o país da América Latina que possui a maior capacidade instalada de energia eólica, sendo que segundo a ABEEÓLICA (2018) até 2017, essa capacidade instalada era equivalente a 12.767 MW, representada por 508 usinas. O valor representa um crescimento de aproximadamente 580 vezes em relação aos 22 MW de capacidade instalada que o país apresentava em 2002, ano em que foi lançado o PROINFA.



Figura 13- Velocidade média anual do vento no Brasil.

Fonte: CEPEL (2001).

Antes do PROINFA, as experiências do Brasil no setor eólico foram basicamente por meio de projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D), que originaram as instalações de turbinas por meio de parcerias entre órgãos públicos do setor elétrico com fabricantes de tecnologia eólica do setor privado. Segundo Araujo e Freitas (2008), a primeira turbina a operar no país foi instalada em 1992, no arquipélago de Fernando de Noronha, sendo que o equipamento tinha capacidade de 90 kW, com uma torre de 23 metros e hélices com 17 metros de diâmetro. Araujo e Freitas (2008) acrescentam que posteriormente outras turbinas foram instaladas no país, nos seguintes projetos: Camelinho (1 MW), Palmas (2,5 MW), Mucuripe (1,2 MW), Taíba (5 MW) e Prainha (10 MW).

Entretanto, Silva et al. (2013) ressaltam que apenas os esforços em P&D foram insuficientes para uma penetração significativa da energia eólica no país. Apenas após a criação do PROINFA, e mais recentemente com a participação de usinas eólicas em leilões de

energia específicos para o setor, é que foi possível alavancar a inserção da energia eólica na matriz de energia elétrica brasileira (SILVA et al., 2013; PEREIRA Jr. et al. 2013; PEREIRA et al., 2012). Na Figura 14 nota-se que é justamente a partir de 2006, ano em que as primeiras usinas contratadas no PROINFA começam a entrar em operação, que a energia eólica começa a crescer exponencialmente no Brasil.

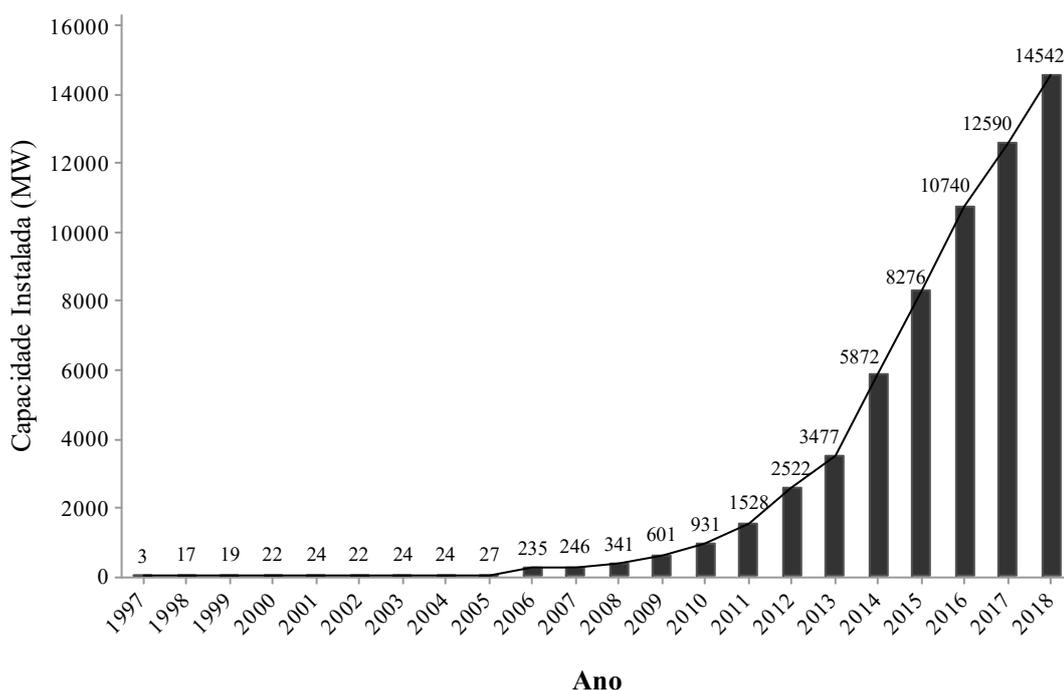


Figura 14- Evolução da capacidade de energia eólica instalada no Brasil.

Fonte: Adaptado de GWEC (2017) e ABEEÓLICA (2018).

O crescimento da energia eólica no país continuou após a primeira participação da energia eólica em leilões, ocorrida em 2009 (AQUILA et al., 2017a). Atualmente os projetos contratados nos diversos leilões representam a maior parcela de capacidade instalada do país, sendo que as outras parcelas são representadas pelas usinas contratadas no PROINFA, projetos contratados no ACL e em menor parte, projetos de P&D (ABEEÓLICA, 2016). As etapas de desenvolvimento da energia eólica no Brasil podem ser resumidas, da seguinte forma: fase inicial, com os primeiros projetos instalados, originados de P&D; segunda fase, com a contratação das primeiras grandes usinas por meio do PROINFA; terceira fase, com a entrada da fonte eólica nos leilões; e finalmente, a comercialização de energia por parte de

algumas usinas eólicas no ACL. Na Figura 15 está ilustrado o crescimento da energia eólica, ao longo de cada fase de desenvolvimento.

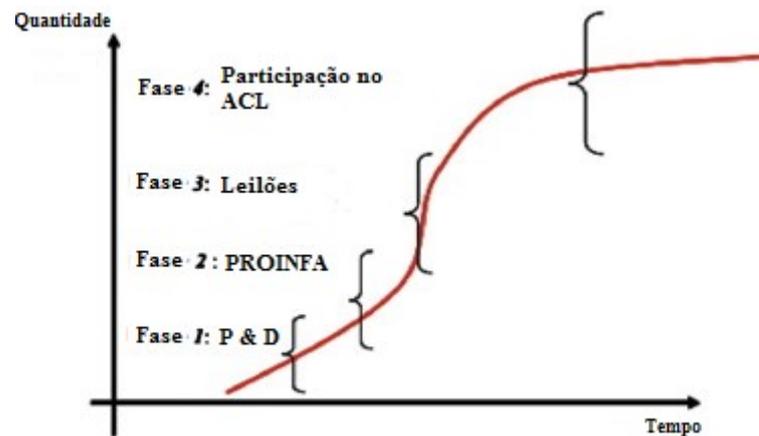


Figura 15- Fases do desenvolvimento da energia eólica no Brasil.

Fonte: Adaptado de Silva et al. (2013).

Segundo a ABEEÓLICA (2018) o fator capacidade médio das usinas instaladas no país até o ano de 2017 correspondeu a 42,9%, considerado um valor de desempenho ímpar e superior a diversos países no mundo. Os cinco estados brasileiros com maior fator de capacidade médio em 2017 são todos da região Nordeste: Maranhão (68%), Bahia (48,5%), Pernambuco (48,3%), Piauí (46,1%) e Rio Grande do Norte (44,4%). O país ainda possui usinas nos estados do Ceará, Rio Grande do Sul, Rio de Janeiro, Paraíba, Sergipe, Paraná e Santa Catarina. Até maio de 2018 o estado com maior capacidade instalada de energia eólica era o Rio Grande do Norte, seguido por Bahia, Rio Grande do Sul e Ceará (ONS, 2018).

As estratégias de longo prazo, representadas pelo PROINFA, os atuais leilões e as linhas de financiamento do BNDES têm papel importante para o desenvolvimento e modernização do setor eólico brasileiro (JUÁREZ et al., 2014; SILVA et al., 2013). Os preços da energia eólica caíram significativamente desde o período do PROINFA, o que reflete o aumento da competitividade da indústria eólica no país (SILVA et al., 2013). Apenas em 2015 que ocorre uma elevação do preço, devido ao encarecimento das *commodities* e do custo da tecnologia (AQUILA et al., 2017a), além da desvalorização do real frente ao dólar nos anos seguintes.

Na Figura 16 é retratada a evolução dos preços da energia eólica ao longo do PROINFA e dos leilões do ACR.

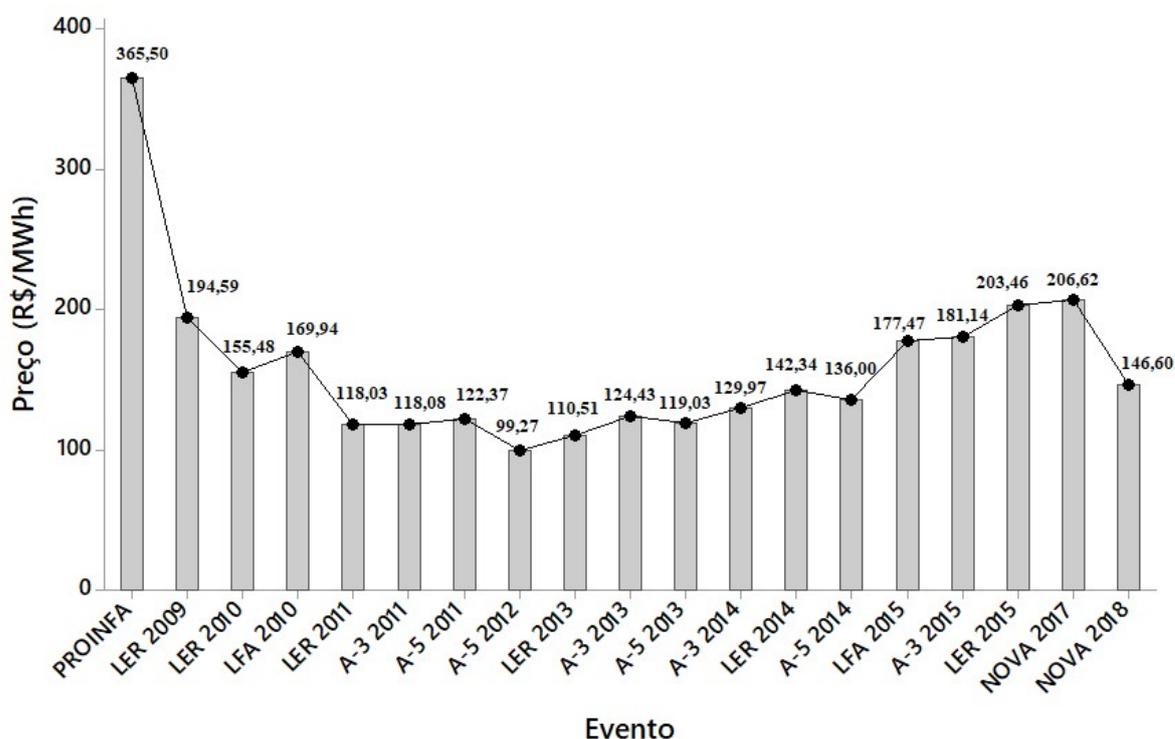


Figura 16- Evolução do preço da energia eólica no Brasil.

Fonte: MME (2016) e EPE (2019).

A energia eólica também tem contribuído com importantes ganhos socioeconômicos no Brasil. De acordo com o REN 21 (2018) foram aproximadamente 34.000 empregos gerados de forma direta e indireta pelo setor eólico somente em 2017. O estudo de Simas e Pacca (2014) ressalta que a atividade com maior potencial para a geração de empregos no setor eólico brasileiro é a etapa de construção das usinas. Entretanto, Juárez et al. (2014) e Martins e Pereira (2011) destacam a necessidade de capacitar e qualificar mais profissionais para o setor eólico, além de investir em infraestrutura com a finalidade de acompanhar o crescimento do setor.

A respeito da energia solar, trata-se da fonte mais abundante do planeta, além de não ser poluente e estar gratuitamente disponível. A produção de energia elétrica a partir da fonte solar ocorre com a conversão de luz solar em eletricidade, por meio de painéis FV ou sistemas

heliotérmicos (energia solar concentrada), baseados em lentes ou espelhos. Na produção de energia FV, tanto a tensão quanto a corrente são função da luz que incide sobre o equipamento utilizado para a conversão (SHUKLA, 2016).

Apesar de a energia FV ter atualmente pequena representatividade na geração de energia elétrica no Brasil, Pereira et al. (2012) destacam que o país possui excelente potencial para a fonte, dado que os níveis de irradiação são elevados, sendo que os índices mais elevados estão no Nordeste com irradiância entre 5.000 Wh/m² e 7.000 Wh/m² (SILVA, NETO e SEIFERT, 2016), superiores aos encontrados em países como a Alemanha e a Índia, cuja capacidade instalada de energia FV são maiores do que a do Brasil (REN 21, 2016). Na Figura 17 constam os níveis de irradiação nas diferentes regiões do país.

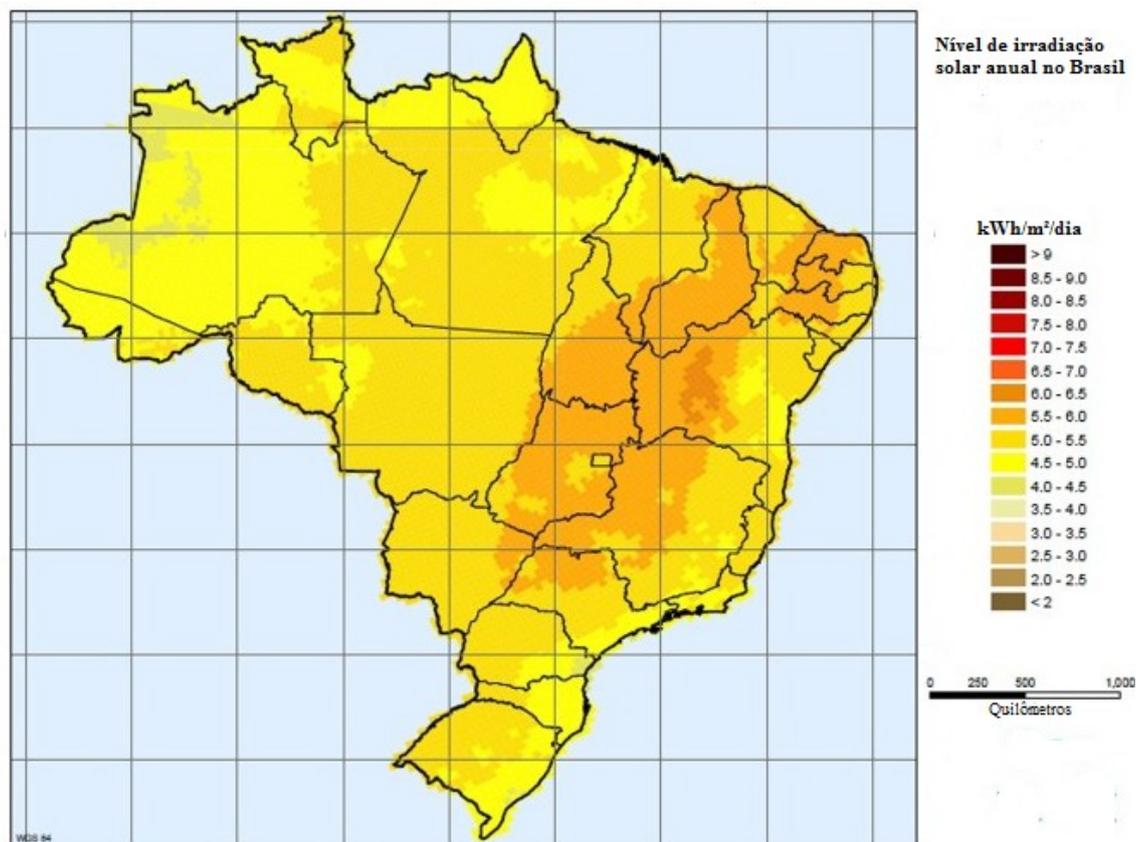


Figura 17- Nível de irradiação solar no Brasil.

Fonte: NREL (2014).

Ao contrário da energia eólica, a energia FV apresenta certo atraso em seu desenvolvimento no país, pois não participou do PROINFA. Além disso, a indústria FV sempre careceu de apoio governamental para aumentar a escala de produção de painéis FV, e, conseqüentemente reduzir os custos para a tecnologia no país (SILVA, NETO e SEIFERT, 2016). Souza e Cavalcante (2016) ressaltam que diferente da cadeia produtiva do setor eólico, que recebe 40 a 60% de isenção do Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços (ICMS), no setor FV, o Programa de apoio ao desenvolvimento tecnológico da indústria de semicondutores e *displays* (PADIS), único programa que fornecia um conjunto de incentivos fiscais vantajosos, foi encerrado em maio de 2015.

As primeiras instalações de sistemas FV no país foram apoiadas pelo PRODEEM, com foco no abastecimento de energia elétrica para comunidades que não tinham acesso ao sistema elétrico, principalmente nas regiões Norte e Nordeste (JANUZZI e MELO, 2013). Posteriormente, em 2003 o Programa Nacional de Eficiência Energética em Edificações (PROCEL) e o Programa Luz para Todos, criado com o objetivo de buscar a universalização completa de acesso à eletricidade, passaram a incluir a fonte FV e acabaram assumindo as metas do PRODEEM (SOUZA e CAVALCANTE, 2016; MARTINS e PEREIRA, 2011).

As iniciativas de propagação de uso de energia FV a partir de sistemas de geração distribuída são oportunas no Brasil. Conforme Silveira, Tuna e Lamas (2013) dentre algumas das principais razões estão: cidades densamente povoadas, alguns centros urbanos secundários e uma parcela considerável de população em zonas rurais; muitas famílias sem acesso à energia elétrica, sendo a maioria de baixa renda e habitantes de áreas rurais, onde o custo para a conexão é alto; potencial para o consumidor produzir sua própria energia, evitando o custo com numerosas linhas de transmissão para atender a crescente demanda por energia elétrica.

Nesse contexto, o *net metering* lançado pela ANEEL, em 2012, contribui para atrair financeiramente o consumidor a instalar pequenos sistemas FV no país para atender parte da demanda de energia residencial e comercial, principalmente diante das elevadas tarifas de energia cobradas para residências e comércios (SOUZA e CAVALCANTE, 2016; HOLDERMANN, 2014). Souza e Cavalcante (2016) acrescentam que os sistemas FV representam 90% da geração distribuída no Brasil e podem ser facilmente instalados em edifícios, hospitais, escolas e universidades.

Com isso, o *net metering* pode ser considerado um importante passo para o desenvolvimento da indústria de componentes FV no Brasil, para abastecer o mercado interno (JANUZZI e MELO, 2013). Além disso, os estados brasileiros e o Distrito Federal aderiram ao Convênio ICMS nº 16/2015, para isentar do ICMS a energia injetada na rede e compensada pela geração distribuída (Rocha et al. 2017; CONFAZ, 2016). Na Figura 18 está ilustrado o crescimento da capacidade instalada de energia FV para a geração de eletricidade, onde se nota que o crescimento se acentua após 2012, ano de lançamento do *net metering*, por meio da resolução normativa da ANEEL nº 482/2012 (ANEEL, 2012).

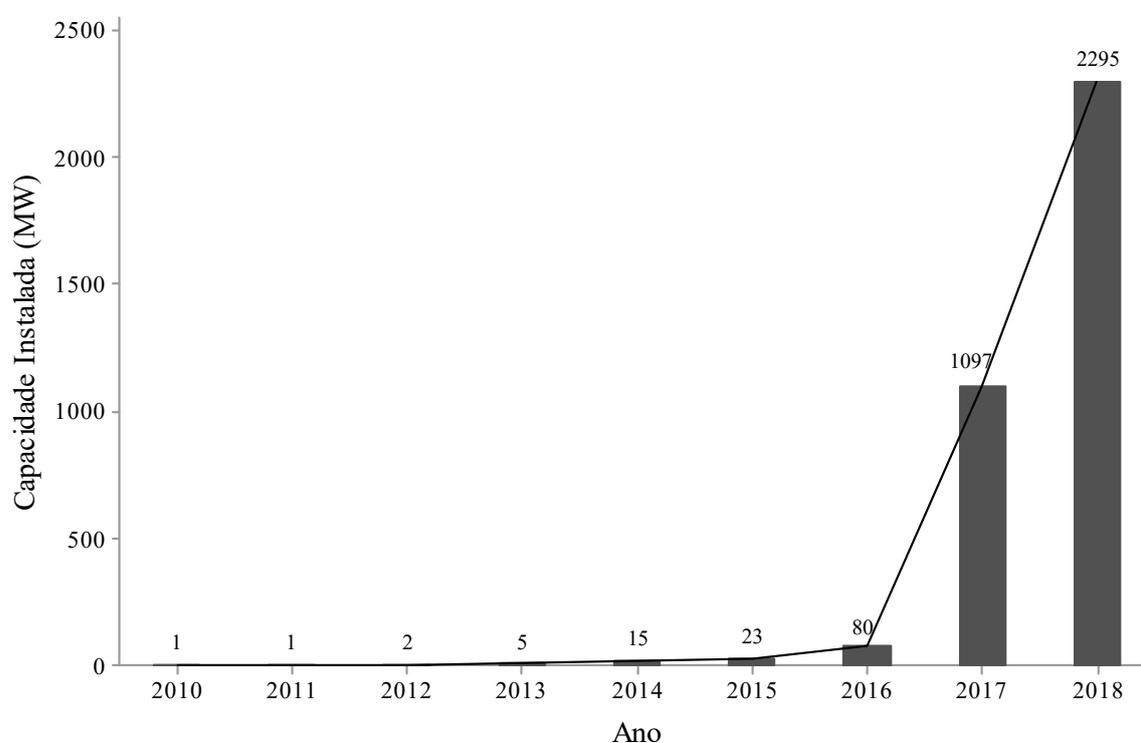


Figura 18- Evolução da capacidade instalada de energia FV no Brasil.

Fonte: IRENA (2019).

Outro importante marco para a fonte FV, no país, foi o início da contratação de projetos de maior escala no LER em 2014, no qual foram contratados 900 MW por um preço médio de R\$ 215,12/MWh (SILVA, NETO e SEIFERT, 2016; SOUZA e CAVALCANTE, 2016). Em 2015 em um novo LER foram contratados 1115 MW a um preço médio de R\$ 297,75/MWh, sendo que os resultados dos leilões foram positivos para o setor e animadores para os potenciais investidores em energia FV no país (SOUZA e CAVALCANTE, 2016).

Ruffato-Ferreira et al. (2017) explicam que recentemente, uma nova crise hídrica nas regiões Sul e Sudeste alertou para a necessidade de se discutir o planejamento para buscar maior segurança energética. O país possui condições climáticas favoráveis para a produção de energia eólica e solar, especialmente no Nordeste em que a geração de energia hídrica é menor e onde existe a necessidade de importar energia de outras regiões (ONS, 2017). Além disso, o potencial eólico e solar da região é maior durante a estação seca, o que caracteriza a complementaridade dessas fontes com a energia hídrica na região (SILVA et al., 2014; DE JONG et al., 2013; SCHMIDT, CANCELLA e PEREIRA JR., 2013).

Assim como os investidores, os órgãos públicos também já reconhecem o potencial para explorar a fonte eólica-FV, de forma híbrida, no país. Em 2017 e 2018, a EPE divulgou estudos que ressaltam o potencial e eventuais benefícios derivados da construção de usinas eólica-FV para o sistema, mas destaca que a carência de processos de licitação, auxiliada por metodologias específicas para este tipo de projeto, tem sido uma barreira para alavancar projetos desta modalidade (EPE, 2017; EPE, 2018).

3 TÉCNICAS UTILIZADAS NA CONSTRUÇÃO DO MODELO

3.1 Fontes de energia eólica e FV para produção de energia elétrica

A formação do vento deriva da circulação contínua de camadas de ar na atmosfera. Dentro desse processo, os principais fatores que influenciam na circulação de ar, tanto em escala global, quanto local são a radiação solar e a rotação da Terra. Por essa razão, as velocidades e direções do vento possuem tendências sazonais e diárias bem definidas (AMARANTE e SCHULZ, 1999).

Um aerogerador captura parte da energia cinética do vento, que passa pela área abrangida pelo rotor e, posteriormente, é transformada em energia elétrica. A potência elétrica em Watts (W) é uma função da velocidade cúbica do vento (AMARANTE, 2010), conforme indicado na Equação 1. Para o cálculo da energia produzida, basta multiplicar a potência encontrada na Equação 1, pelo número de horas em que os aerogeradores estão em funcionamento.

$$P = \frac{1}{2} \rho A_r v^3 C_p \eta \quad (1)$$

onde:

ρ = densidade do ar (kg/m^3);

A_r = área varrida pelo rotor (m^2);

v = velocidade média do vento (m/s);

C_p = coeficiente aerodinâmico de potência do rotor (adimensional);

η = eficiência do conjunto gerador-transmissões mecânicas e elétricas (adimensional).

De acordo com Cresesb (2008), os tipos de aerogeradores mais comuns possuem rotor com eixo horizontal, e grande parte da experiência mundial está voltada para a sua utilização. Os principais componentes do aerogerador são: a torre, que eleva a turbina do solo até uma altura conveniente; a nacelle, que é a carcaça acima da torre, onde se localizam o gerador, a caixa de acoplamento e demais dispositivos do aerogerador; e o rotor, responsável pela

interação com o vento, convertendo parte de sua energia cinética em trabalho mecânico. Na Figura 19 estão ilustrados os principais componentes de um aerogerador com eixo horizontal.

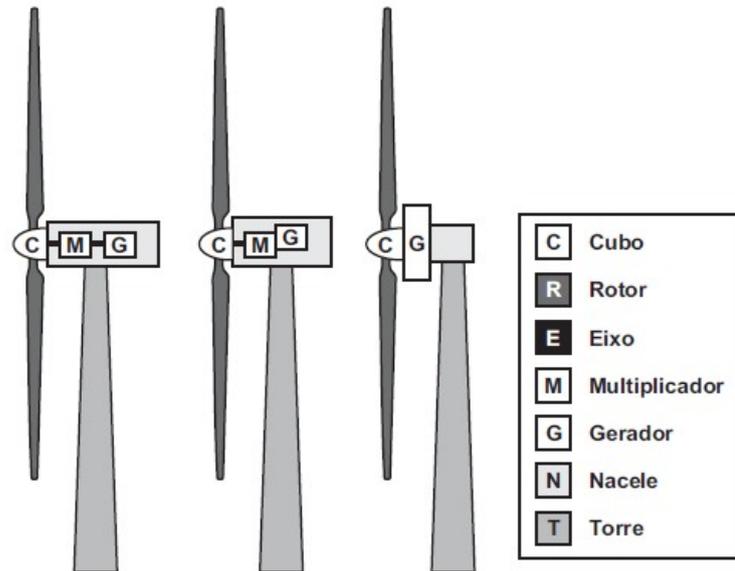


Figura 19- Principais componentes de um aerogerador com eixo horizontal.

Fonte: Cresesb (2008).

Custodio (2013) explica que, para a conversão da energia eólica, é importante o estudo do comportamento vertical do vento na camada limite da superfície, onde geralmente se situam as turbinas eólicas. O autor supracitado ressalta que nesse aspecto, o comprimento de rugosidade (z_0), que é a altura média das saliências do solo, é responsável pela força de atrito que se opõe ao movimento da massa de ar, resultando em redução da velocidade do vento próximo à superfície do solo. Portanto, depende-se que pela influência da viscosidade do ar em contato com o terreno, origina um perfil de vento, cuja velocidade varia com a altura. Para determinar a velocidade do vento em outra altura, é possível utilizar o comportamento logarítmico da velocidade do vento, conforme indicado pela Equação 2:

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)} \quad (2)$$

onde:

h_1 = altura do solo no ponto 1 (m);

h_2 = altura do solo no ponto 2 (m);

v_1 = velocidade do vento no ponto 1 (m/s);

v_2 = velocidade do vento no ponto 2 (m/s);

z_0 = comprimento de rugosidade no local (m).

Brower (2012) destaca que outra forma de se determinar a velocidade do vento para uma altura diferente pode ser feita com um coeficiente exponencial (α) que representa o cisalhamento ou gradiente do vento, também denominado como *wind shear*. O autor ainda acrescenta que, na maioria dos locais, o *wind shear* é positivo e provoca aumento da velocidade do vento quanto maior for a altura, conforme é possível averiguar na Equação 3.

$$v_2 = v_1 \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha \quad (3)$$

O coeficiente exponencial varia dependendo da vegetação e tipo de terreno. Na Tabela 2 constam as amplitudes do expoente, de acordo com certos tipos de solo e cobertura vegetal.

Tabela 2 – Amplitude do expoente *wind shear* para vários tipos de superfície e cobertura do solo.

Tipo de superfície	Cobertura da superfície	Amplitude do expoente α
Plana	Rasteira	0,12 – 0,25
Plana	Densa e com florestas	0,25 – 0,40
Acidentada e fechada	Diversificada	0,25 – 0,60
Acidentada e entrecortada	Diversificada	0,10 – 0,20
Acidentada e montanhosa	Rasteira	0,15 – 0,25
Acidentada e montanhosa	Com florestas	0,20 – 0,35
Offshore em clima temperado	Água	0,10 – 0,15
Offshore em clima tropical	Água	0,07 – 0,10

Fonte: Brower (2012).

No que diz respeito à energia FV, é possível afirmar que o sol é a fonte de energia mais abundante do planeta. A produção de energia elétrica a partir da fonte ocorre por meio

da conversão da radiação solar utilizando painéis FV, pratos parabólicos ou espelhos. Na produção de eletricidade a partir da energia FV, tanto a tensão como a corrente são dependentes da radiação que atinge os painéis e da tecnologia que realiza a conversão (SHUKLA et al., 2016).

Conforme a ANEEL (2008), o princípio que envolve a conversão da energia solar em eletricidade a partir de uma célula FV consiste em obter uma corrente elétrica quando a radiação solar incide sobre a célula. Cumpre destacar que as células FV são feitas por um material semicondutor devidamente tratado, com a finalidade de criar um campo elétrico em seu interior. Com incidência de raios solares sobre o equipamento, os elétrons são expulsos do material semicondutor e, tendo um circuito elétrico ligado, é originada uma corrente elétrica que segue a orientação do campo elétrico e a diferença de potencial. Para isso, é necessário que a energia incidente seja superior a um valor mínimo, que está associado ao material semicondutor. Na Figura 20 está ilustrado o funcionamento de uma célula FV.

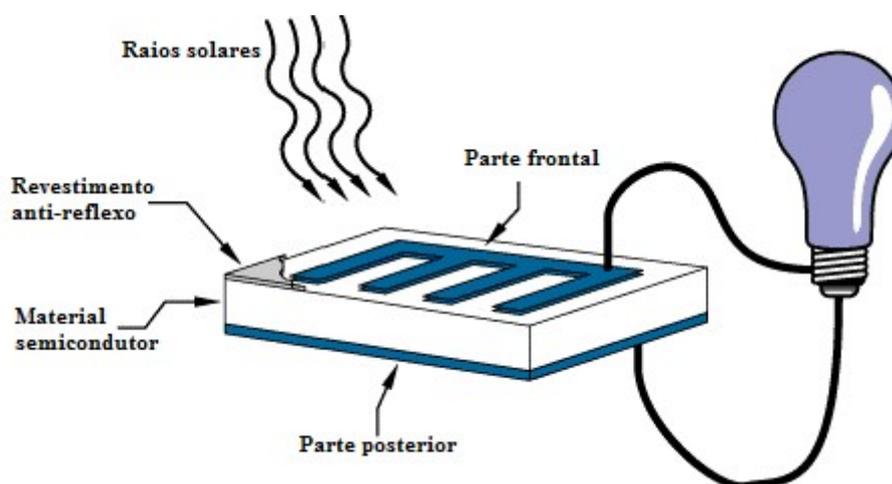


Figura 20- Funcionamento de uma célula FV.

Fonte: NASA (2008).

Na produção de energia elétrica em grande escala, são agrupadas diversas células FV, sendo que um conjunto de células FV caracteriza um módulo FV, e o conjunto de módulos formam um painel FV. A geração de energia elétrica a partir da tecnologia FV está intimamente associada ao nível de irradiação solar, e por essa razão, para o planejamento técnico e econômico dos sistemas e usinas FV é importante estimar a energia produzida,

levando em consideração as variáveis ambientais do local em que será instalado o sistema de geração (NAVABI et al., 2015). Na Equação 4 consta o cálculo da energia potencial para um painel FV (JARDIM et al., 2004).

$$E_p = \eta I_m A \quad (4)$$

onde:

E_p = energia produzida por meio da geração FV (kWh);

η = eficiência do painel FV (adimensional);

I_m = irradiação média no período (kWh/m²);

A = área do painel FV (m²).

A partir do cálculo da produção de energia eólica e FV, é possível também estimar a emissão reduzida graças ao uso dessas fontes. Para isso, basta apenas multiplicar a energia produzida por um fator de emissão, que corresponde à relação da quantidade de emissão de poluentes, como CO₂, em função de uma atividade associada à liberação do CO₂, que para os projetos de geração se referem a cada unidade de energia produzida. Na Equação 5 é descrito o cálculo da emissão reduzida.

$$ER = F_e E_p \quad (5)$$

sendo que:

ER = emissão reduzida;

F_e = fator de emissão;

No Brasil, o Ministério de Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC) divulga em domínio público o fator de emissão médio mensal e anual para o SIN, calculado de acordo com uma média combinada que compreende dois componentes: a margem de construção e a margem de operação (MCTIC, 2006). A margem de construção avalia a contribuição das usinas que seriam construídas, caso o projeto de geração limpa não existisse. A margem de operação avalia a contribuição das usinas que seriam despachadas na ausência

da geração do projeto. Os detalhes sobre o cálculo das margens de construção e operação são apresentados em MCTIC (2006).

A fonte eólica e a FV possuem vantagens em comum, pois além de reduzirem a emissão de gases causadores do efeito estufa e promoverem menor dependência da importação de combustíveis fósseis, também são capazes de proporcionar a criação de empregos e investimentos nos locais onde são instaladas usinas eólicas e FV (SOUZA e CAVALCANTE, 2016; SIMAS e PACCA, 2014).

Entretanto, as duas fontes também possuem desvantagens particulares. No caso da energia eólica, de acordo com Fadigas (2011) dentre algumas das principais desvantagens estão: a poluição visual causada nos locais em que são instaladas usinas eólicas; poluição sonora devido ao ruído proporcionado pelo som do vento batendo nas pás; impacto sobre aves no local, podendo ocasionar a morte de aves que se chocam com os aerogeradores.

Além disso, baseado em Ramanathan (2001), é possível constatar que as usinas eólicas ocupam um tamanho de área significativo, e por essa razão, a construção de usinas eólicas podem causar uma descaracterização no habitat natural do local em que for instalada, além de aumentar os gastos com terra e limitar a opção de expansão futura do empreendimento. Na Tabela 3 estão elencadas as áreas em km² ocupadas por cada GW instalado de cada fonte.

Já em relação à energia solar as principais desvantagens são: o fato de não haver produção alguma de energia no período noturno (VAN DER ZWAAN e RABL, 2003); tecnologia ainda em fase de amadurecimento, sendo o LCOE ainda superior à de outras FER, como a eólica e a biomassa (REN 21, 2016); em locais com latitudes médias e altas a produção cai de forma brusca durante o inverno.

Neste aspecto, os sistemas híbridos eólico-FV são uma alternativa interessante para aproveitar a energia eólica e solar para a produção de energia elétrica, usufruindo das vantagens e reduzindo o impacto das desvantagens de cada uma delas. Os projetos de geração híbrida dimensionados de maneira ótima permitem o melhor aproveitamento do potencial de recursos naturais, como sol e o vento (KAABECHE, BELHAMEL e IBTIOUEN, 2011), além de serem mais confiáveis (RAMLI, HIENDRO e AL-TURKI, 2016).

Tabela 3- Espaço de terra ocupado por GW instalado de cada fonte.

Fonte	Área de terra ocupada em km ² por GW instalado
Biomassa	25.600
Eólica	9.900
Hidrelétrica	7.600
FV	630
Termelétrica	35
Óleo	20
Gás Natural	20
Nuclear	10

Fonte: Ramanathan (2001).

Trannin (2016) destaca que dentre outras vantagens da geração de energia elétrica a partir de sistemas híbridos eólico-FV estão: a complementariedade das fontes, dado que o regime de ventos é mais intenso à noite, enquanto a incidência de sol ocorre durante o dia, conforme é possível observar na Figura 21.

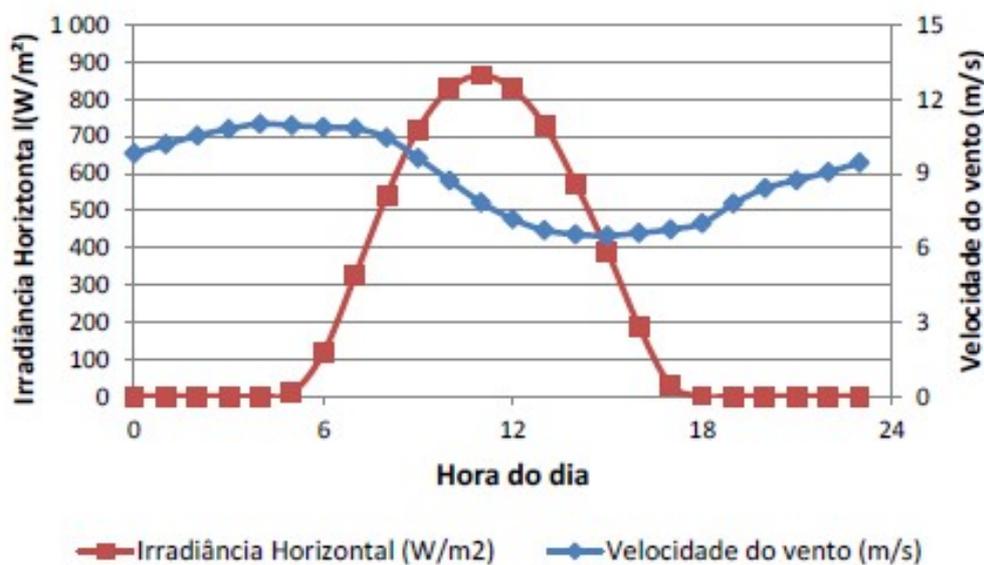


Figura 21 – Exemplo de complementariedade entre a fonte eólica e FV durante o dia.

Fonte: EPE (2017).

Trannin (2016) acrescenta que, em usinas eólico-FV são possíveis a obtenção de economias de escala, reduzindo o custo médio de geração das empresas que investem nas duas fontes; e também, o fato de ser apenas necessário um único estudo de impacto ambiental para um projeto que utiliza as duas fontes, o que acelera o processo de licenciamento ambiental. Outro aspecto considerável, é que a contratação dos projetos na forma híbrida, contribui para manter a cadeia produtiva tanto do setor eólico, quanto do setor FV ativas ao mesmo tempo.

No Brasil, devido ao potencial eólico e solar do país, o aproveitamento da geração híbrida a partir de usinas eólico-FV se torna oportuno e estão se tornando uma realidade, visto que está sendo construído um parque eólico-FV de 26,4 MW em Caetitê, localizado no estado da Bahia. Além disso, no município de Tacaratu, em Pernambuco, já existe em operação um projeto com capacidade instalada de 91 MW.

Considerando que os produtores começam a sinalizar o interesse em investir em projetos híbridos eólico-FV, torna-se importante o desenvolvimento de modelos matemáticos que orientem os órgãos reguladores do SEB na contratação de projetos em processos de licitação de usinas eólico-FV, com a finalidade de aproveitar de forma ótima os benefícios socioeconômicos provenientes das duas fontes. Além disso, os próprios agentes do setor elétrico reconhecem que os projetos de geração eólico-FV de grande porte carecem de uma regulamentação específica, que facilitaria a inserção na matriz de energia elétrica (EPE, 2018).

3.2 Delineamento de experimentos por meio de arranjo de misturas

Montgomery (2009) explica que os experimentos podem ser caracterizados com testes ou série de testes em que mudanças propositalmente são realizadas nas variáveis de entrada do processo, com a finalidade de observar como as variáveis de respostas são afetadas pelas mudanças provocadas. A técnica de *Design of Experiments* (DOE) ou delineamento de experimentos trata-se do planejamento de experimentos para tornar possível que dados apropriados sejam coletados e analisados por métodos estatísticos, resultando em conclusões válidas e objetivas.

Ainda de acordo com Montgomery (2009), dentre as técnicas mais utilizadas para o delineamento de experimentos estão os arranjos fatoriais completos, os arranjos fatoriais fracionados, os arranjos ortogonais de Taguchi, a metodologia de superfície de resposta e o arranjo de misturas, que se trata justamente do planejamento utilizado neste estudo.

A característica principal do arranjo de misturas é o fato de as variáveis de entrada ou componentes serem quantidades proporcionais e não-negativas da mistura. Como a relação é expressa como frações da mistura, a totalidade da soma das frações de cada componente deve ser igual à unidade. Além disso, na concepção dos arranjos de mistura presume-se que a obtenção da resposta depende apenas das proporções relativas dos componentes ou ingredientes da mistura (LEE e GILMORE, 2005; KAMOUN et al., 2002).

Ainda sobre o arranjo experimental de misturas, os fatores são componentes ou ingredientes de uma mistura, e, portanto, existe uma relação de dependência entre os níveis de composição (MONTGOMERY, 2009). Com isso, conseqüentemente, se estabelece uma restrição de totalidade para os níveis dos componentes que fazem parte da mistura. Neste aspecto, suponha que x_1, x_2, \dots, x_p representam as proporções dos p componentes. Com isso segundo Cornell (2002) tem-se as seguintes restrições:

$$x_1 + x_2 + \dots + x_p = 1 \quad (6)$$

$$0 \leq x_p \leq 1 \quad (7)$$

Cornell (2002) ainda explica que o passo-a-passo para a execução de um experimento a partir de um arranjo de misturas envolve as seguintes etapas:

- 1) Selecionar uma técnica adequada de arranjo de misturas baseada nas restrições vinculadas ao arranjo;
- 2) Identificar os componentes, e suas respectivas unidades e as restrições vinculadas;
- 3) Identificar as variáveis de resposta;
- 4) Propor um modelo adequado para encontrar a relação entre as respostas e os componentes da mistura;
- 5) Executar os experimentos indicados pelo arranjo;
- 6) Inserir as respostas obtidas a partir dos resultados experimentais.

O arranjo de misturas é a única técnica de DOE capaz de fornecer um meio de determinar a formulação para uma mistura específica (CORNELL, 2002). Após execução do passo-a-passo do arranjo de misturas é possível estabelecer a relação entre as variáveis de resposta e a proporção relativa dos componentes, por meio de uma equação matemática que identifica a influência da proporção de cada componente e sua combinação com outros componentes na variável de resposta (OLIVEIRA et al., 2011). Cornell (2002) ainda explica que geralmente, a relação funcional entre a variável resposta e as proporções de p componentes é definida por um polinômio de grau m , que pode ser linear, quadrático ou cúbico. Assim, os parâmetros ou coeficientes do polinômio podem ser obtidos a partir dos valores de resposta para cada ponto analisado do arranjo simplex.

Nas Figuras 21.a e 21.b é possível observar o espaço experimental, delimitado pelas restrições para os arranjos de mistura, com dois e três componentes, respectivamente. No caso com dois componentes, a região experimental é delimitada pela reta que contém os valores que atendem a restrição de $x_1 + x_2 = 1$. No exemplo com três componentes, o espaço experimental corresponde ao triângulo destacado na Figura 22.b, na qual os vértices contêm as misturas puras, os lados as misturas binárias e no interior do triângulo, as misturas completas. Em linhas gerais, os espaços experimentais formados nos arranjos de mistura são configurados a partir de um sistema de coordenadas simples, e, portanto, nesse contexto os arranjos denominados como simplex são os mais utilizados (CORNELL, 2002).

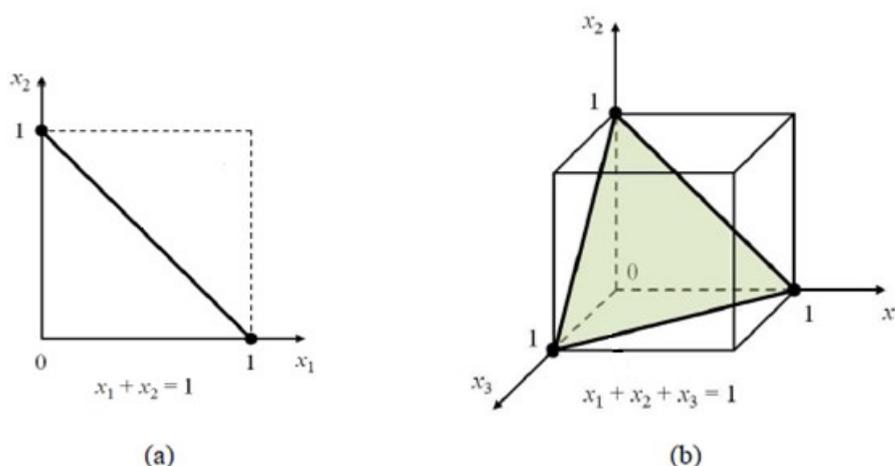


Figura 22- Região experimental do arranjo de mistura: a) com dois componentes; b) com três componentes.

Fonte: Myers, Montgomery e Anderson-Cook (2016).

O arranjo simplex pode ser do tipo *lattice* e do tipo centróide (MYERS, MONTGOMERY e ANDERSON-COOK, 2016). Nas Figuras 23.a e 23.b estão representados os dois tipos de arranjo simplex.

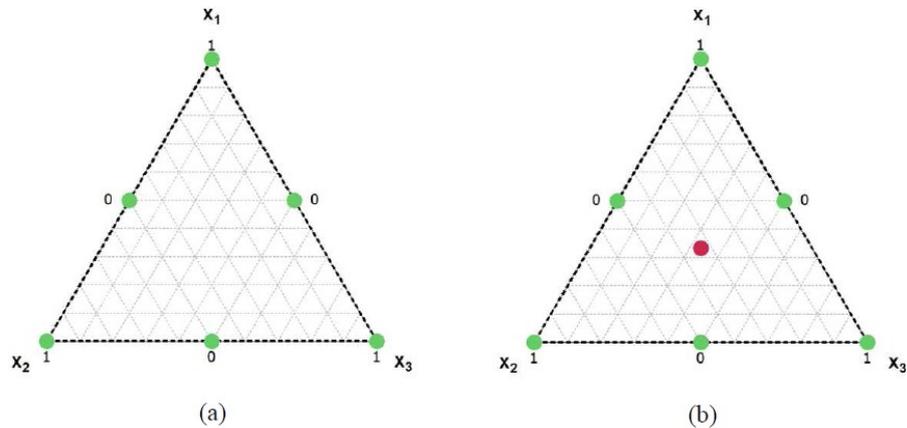


Figura 23- Arranjos de misturas: a) simplex *lattice*; b) simplex centróide.

Fonte: Myers, Montegomery e Anderson-Cook (2016).

O planejamento de um simplex *lattice*, com p componentes e modelo polinomial ajustado na ordem m , é feito a partir de $m + 1$ proporções, igualmente espaçadas entre 0 e 1, testadas para cada fator no delineamento (MONTGOMERY, 2009). Os níveis dos fatores x_i são obtidos da seguinte forma:

$$x_i = 0, \frac{1}{m}, \frac{2}{m}, \dots, 1; \text{ para } i = 1, 2, \dots, p \quad (8)$$

Todas as combinações ou misturas são utilizadas, sendo o número de experimentos (N) no simplex *lattice* dado por:

$$N = \frac{(p+m-1)!}{m!(p-1)!} \quad (9)$$

No arranjo simplex centróide, Montgomery (2009) ressalta que os p componentes são configurados em $2^p - 1$ pontos, sendo eles: as p permutações de $(1, 0, 0, \dots, 0)$, as $\binom{p}{2}$ permutações de $\left(\frac{1}{2}, \frac{1}{2}, 0, \dots, 0\right)$, as $\binom{p}{3}$ permutações de $\left(\frac{1}{3}, \frac{1}{3}, \frac{1}{3}, 0, \dots, 0\right)$ e o centróide $\left(\frac{1}{p}, \frac{1}{p}, \dots, \frac{1}{p}\right)$. Uma fragilidade dos arranjos simplex é que a maioria dos experimentos

acontece nas bordas do arranjo, o que faz com que poucos pontos internos do arranjo sejam testados. Portanto, é recomendado, quando for possível, aumentar o número de experimentos com mais pontos internos do arranjo, assim como os pontos centrais e axiais.

De acordo com Cornell (2002) a função obtida pela regressão ajustada de dados no simplex *lattice* é deduzida a partir de alterações propostas por Scheffé (1958, 1963), que são feitas sobre Equação 10 indicada abaixo:

$$E(y) = \beta_0 + \sum_{i=1}^p \beta_i x_i + \sum_{i \leq j}^p \sum_{j}^p \beta_{ij} x_i x_j + \sum_{i \leq j \leq k}^p \sum_{j}^p \sum_{k}^p \beta_{ijk} x_i x_j x_k + \dots \quad (10)$$

Nos arranjos de misturas, os modelos com diferentes graus polinomiais trabalham com a restrição descrita na Equação 6, devido à soma da fração de todos os componentes ser igual a uma unidade. Portanto, as estimativas dos parâmetros β_i , β_{ij} , β_{ijk} associados com os termos não são únicas. Cornell (2002) explica que para eliminar a dependência entre os componentes x_i , uma alternativa seria substituir na Equação 11:

$$x_p = 1 - \sum_{i=1}^{p-1} x_i \quad (11)$$

Entretanto, essa substituição despreza o efeito do p-ésimo componente da mistura. A proposta de Scheffé (1958, 1963) é transformar a Equação 10 em uma forma canônica. Para um exemplo, com grau polinomial $m = 2$, pode-se obter o modelo proposto por Scheffé (1958) a partir da seguinte forma: primeiro o parâmetro β_0 é substituído por $\beta_0(x_1 + x_2 + \dots + x_p)$, já que $x_1 + x_2 + \dots + x_p = 1$; além disso, visto que a proporção $x_i = 1 - \sum_{j \neq i}^{p-1} x_j$, é possível obter

$x_i^2 = x_i \left(1 - \sum_{j \neq i}^p x_j \right)$ e substituir x^2 na Equação 10 (CORNELL, 2002). Com isso, é obtida a

regressão de forma transformada e indicada na Equação 12:

$$\begin{aligned}
E(y) &= \beta_0 \left(\sum_{i=1}^p x_i \right) + \sum_{i=1}^p \beta_i x_i + \sum_{i=1}^p \beta_{ii} x_i \left(1 - \sum_{j \neq i}^p x_j \right) + \sum_{i < j}^p \beta_{ij} x_i x_j \\
&= \sum_{i=1}^p (\beta_0 + \beta_i + \beta_{ii}) x_i - \sum_{i=1}^p \beta_{ii} x_i \sum_{j \neq i}^p x_j + \sum_{i < j}^p \beta_{ij} x_i x_j \\
&= \sum_{i=1}^p \beta_i^* x_i + \sum_{i < j}^p \beta_{ij}^* x_i x_j
\end{aligned} \tag{12}$$

sendo que: $i < j$.

Foram atribuídos asteriscos aos parâmetros a fim de preservar os parâmetros do polinômio geral, separado do polinômio do exemplo com $p = 3$ e $m = 2$. Retirando os asteriscos de $\beta_i^* = \beta_0 + \beta_i + \beta_{ii}$ e $\beta_{ij}^* = \beta_{ij} - \beta_{ii} - \beta_{jj}$, adota-se β_i e β_{ij} , com $i, j = 1, 2, \dots, p$, $i < j$. Em linhas gerais, os polinômios canônicos de Scheffé podem ser configurados das seguintes formas:

- Modelo Linear:

$$E(y) = \sum_{i=1}^p \beta_i x_i \tag{13}$$

- Modelo Quadrático:

$$E(y) = \sum_{i=1}^p \beta_i x_i + \sum_{i < j}^p \beta_{ij} x_i x_j \tag{14}$$

- Modelo Cúbico completo:

$$E(y) = \sum_{i=1}^p \beta_i x_i + \sum_{i < j}^p \beta_{ij} x_i x_j + \sum_{i < j}^p \delta_{ij} x_i x_j (x_i - x_j) + \sum_{i < j < k}^p \beta_{ijk} x_i x_j x_k \tag{15}$$

- Modelo Cúbico especial:

$$E(y) = \sum_{i=1}^p \beta_i x_i + \sum_{i < j}^p \beta_{ij} x_i x_j + \sum_{i < j < k}^p \beta_{ijk} x_i x_j x_k \tag{16}$$

sendo que: $E(y)$ é a resposta esperada para determinada mistura; β_i representam a resposta esperada para misturas puras, em que $x_i = 1$ e $x_j = 0$. No modelo quadrático, $\beta_{ij} x_i x_j$ representa a alteração na resposta do modelo quadrático em relação ao o modelo linear, quando β_{ij}

apresenta valor positivo, tem-se uma sinergia resultante da interação entre os componentes, em caso de valor negativo é indício de que ocorre um conflito entre os componentes.

Para averiguar o ajuste das regressões feitas para representar as funções objetivo, inicialmente deve-se calcular a soma dos quadrados da regressão, conforme descrito pela Equação 17, abaixo:

$$SS_R = \beta^T X^T y - \frac{\left(\sum_{i=1}^n y_i\right)^2}{n} \quad (17)$$

Já o ajuste é representado pelo coeficiente de determinação (R^2), que indica os percentuais dos dados observados na resposta que são explicados pelo modelo (MONTGOMERY, 2013). A Equação 18 ilustra o cálculo do R^2 :

$$R^2 = \frac{SS_R}{SS_T} = 1 - \frac{SS_E}{SS_T} \quad (18)$$

sendo que, SS_T é igual a soma dos quadrados e pode ser descrita como:

$$SS_T = \beta^T X^T y - \frac{\left(\sum_{i=1}^n y_i\right)^2}{n} \quad (19)$$

Ao se fazer a raiz quadrada do coeficiente de determinação apresentado na Equação 18 obtém-se o coeficiente de correlação múltipla, que indica o grau de relacionamento entre as variáveis independentes (x_i) e a variável dependente (y). Segundo Guilford (1950), quando a intercorrelação entre as variáveis independentes é igual a zero, ou seja, não existe multicolinearidade, o quadrado do coeficiente de correlação múltipla será a soma dos quadrados dos coeficientes de correlação de cada variável independente com a dependente.

A partir da raiz quadrada do R^2 , obtém-se o coeficiente de correlação, que indica o grau de relação entre as variáveis independentes (x_i) e a variável dependente (y). Associado ao R^2 é possível encontrar o chamado R^2 ajustado (R^2 adj) que é uma medida alternativa ao R^2 . O R^2 adj penaliza a inclusão a inclusão de regressores pouco explicativos, evitando a tendência de superestimar a variação atual dos dados, quando é incluído um número maior de variáveis. O R^2 adj pode ser descrito da seguinte forma:

$$R_{adj}^2 = 1 - \frac{SS_E / (n - p)}{SS_T / (n - 1)} = 1 - \frac{n - 1}{n - p} (1 - R^2) \quad (20)$$

sendo que: n é o número de experimentos e p é o número de termos regressores mais um (relacionado ao coeficiente linear).

No presente estudo o R^2 adj é que será avaliado para verificar o ajuste dos modelos utilizados. Baseado em Hair Jr. et al. (2014), serão considerados os modelos com R^2 adj acima de 70%.

3.3 Programação multiobjetivo e o método *Normal Boundary Intersection*

Os impactos derivados de projetos de geração de energia têm se mostrado uma questão cada vez mais crítica, e tornado cada vez mais complexo o planejamento da expansão da geração. Diante disso, Oree, Hassen e Fleming (2017) afirmam que formulações clássicas, como modelos que incluem como único objetivo a minimização de custos são cada vez menos realistas, sendo necessário considerar mais atributos no processo de planejamento energético.

Nos modelos em que é incluída apenas a minimização de custos como objetivo, não existe conflito entre dois ou mais objetivos, e, portanto, a solução pode ser encontrada quando a função atinge seu ótimo. Nesse caso, nenhum método especial é necessário (MIETTINEN, 1999).

Porém, quando o problema de otimização abrange mais de um objetivo, a complexidade aumenta, pois, os objetivos são função do mesmo conjunto de variáveis de decisão e são conflitantes entre si (BARIL et al., 2011). Devido aos conflitos de interesse entre diferentes funções objetivo, são obtidas as soluções chamadas Pareto-ótimas, cuja característica conforme Eskelinen e Miettinen (2011) se dá pelo fato de o valor de qualquer função objetivo não ser melhorado sem ao menos afetar um dos outros. Ou seja, ocorre um *trade-off* em que é necessário se abrir mão de um objetivo para buscar melhorar outro.

Para estudar os *trade-offs* entre os objetivos conflitantes e explorar as opções disponíveis, é necessário formular um problema de otimização a partir de métodos capazes de trabalhar com múltiplas funções objetivo.

Os modelos elaborados a partir destes métodos auxiliam na identificação da solução satisfatória, a partir de um conjunto de soluções não-dominadas ou Pareto-ótimas. Na Figura 24 é representada uma fronteira eficiente ou fronteira de Pareto, para um problema com dois objetivos.

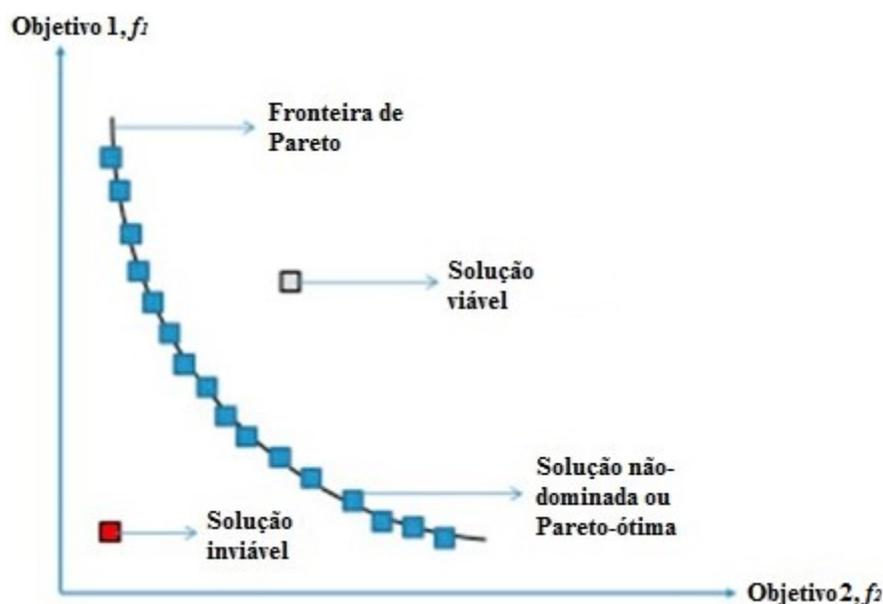


Figura 24- Fronteira de Pareto para um problema de minimização com dois objetivos.

Fonte: Oree, Hassen e Fleming (2017).

De acordo com Shahraki e Noorossan (2014) as estratégias de solução para problemas multiobjetivos podem ser divididas em priorização e aglutinação. A primeira consiste em otimizar um objetivo, sujeito a restrições que envolvem os outros objetivos. Dentre os exemplos dessa estratégia de solução estão: a o ϵ -method (MIETTINEN, 1999) e a programação lexicográfica (AGHAEI, AMJADY e SHAYANFAR, 2011).

Já o segundo se caracteriza por converter todas as funções objetivo em uma só, reduzindo o problema original (PAIVA et al., 2007). Dentre os principais métodos de aglutinação estão: o *goal programming* ou programação por objetivos (CHARNES e COOPER, 1961); o método do critério global (MIETTINEN, 1999); o método de somas ponderadas (ZHANG e YANG, 2001); e o NBI, também denominado como método da intersecção normal à fronteira (DAS e DENNIS, 1998).

Shahraki e Noorossana (2014) acrescentam que os métodos que permitem a construção completa da fronteira de Pareto devem ter prioridade em sua aplicação, dado que

proporcionam uma tomada de decisão baseada na escolha de uma melhor solução dentre as consideradas eficientes.

Abaixo, são descritas as principais estratégias de solução a partir da aglutinação, destacadas anteriormente:

– *ε -method*

Neste método, a função considerada mais importante é definida como a função objetivo, já as demais funções são tratadas como restrições, com limites obedecendo a valores previamente estabelecidos (MIETTINEN, 1999). A formulação deste método é representada por:

$$\begin{aligned} \text{Min } & f_i(x) \\ \text{Sujeito a : } & g_i(x) \leq 0, i = 1, 2, \dots, l \\ & L_j \leq f_j(x) \leq U_j, j = 1, 2, \dots, m \\ & i \neq j \end{aligned} \quad (21)$$

sendo que:

$f(x)$ = i-ésima e j-ésima funções objetivo;

$g_i(x)$ = restrições estruturais do modelo de otimização;

L_j = limite inferior para a j-ésima função objetivo;

U_j = limite superior para a j-ésima função objetivo.

– Programação lexicográfica

Aghaei et al. (2013) descreve que a programação lexicográfica é realizada da seguinte forma: inicialmente, a função objetivo mais importante é otimizada, encontrando-se $f_l = z_l^*$, em seguida a segunda função objetivo mais importante é otimizada, com a inclusão da restrição $f_l = z_l^*$. A cada passo, o valor ótimo da função resolvida no passo anterior passa a se tornar uma nova restrição do problema. A formulação da programação lexicográfica é descrita abaixo:

$$\begin{aligned} \text{Min } & f_i(x) \\ \text{Sujeito a : } & g_i(x) \leq 0 \\ & f_i(x) \leq f_i^*(x) \end{aligned} \quad (22)$$

sendo que:

f_i^* = é o valor ótimo da i -ésima função objetivo.

– Programação por objetivos (*goal programming*)

A programação por objetivos se baseia na especificação de metas para as funções objetivo, sendo que o desvio em relação à meta é minimizado (MIETTINEN, 1999). Uma função objetivo em conjunto com a meta compõem o objetivo. A meta para a função objetivo $f_i(x)$ é representada por b_i , com $i = 1, 2, \dots, k$, sendo que as variáveis que representam os desvios em relação às metas são δ_i^- para desvio abaixo da meta e δ_i^+ para desvios acima da meta. A formulação do *goal programming*, pode ser descrita da seguinte forma (RAO, 2009):

$$\begin{aligned} \text{Min } & \left[\sum_{i=1}^k (\delta_i^- + \delta_i^+)^p \right]^{1/p}, \quad p \geq 1 \\ \text{sujeito a: } & g_i(x) \leq 0 \\ & f_i(x) + \delta_i^- - \delta_i^+ = b_i \\ & \delta_i^- \geq 0 \\ & \delta_i^+ \geq 0 \\ & \delta_i^- \delta_i^+ = 0 \end{aligned} \quad (23)$$

sendo que:

b_i = meta desejada;

δ_i^- = desvio abaixo da meta;

δ_i^+ = desvio acima da meta;

P = valor constante.

– Método do Critério Global

No método do critério global a distância entre um ponto de referência e região de viabilidade é minimizada (MIETTINEN, 1999). Desta forma, uma solução ótima é encontrada a partir da minimização de um critério global, como por exemplo, a soma dos quadrados dos desvios relativos entre funções objetivo ideais e uma solução viável. A formulação deste método é descrita abaixo:

$$\text{Min} \sum_{i=1}^k \left[\frac{f_i(x_i^*) - f_i(x)}{f_i(x_i^*)} \right]^p \quad (24)$$

Sujeito a : $g_j(x) \leq 0, j = 1, 2, \dots, m$

sendo que:

x^* = solução ideal para a i -ésima função objetivo.

– Método das somas ponderadas

No método de somas ponderadas as funções objetivo são convertidas em um problema de otimização escalar baseado na minimização da combinação convexa dos diferentes objetivos (KOSKI, 1988; JAHN, KLOSE e MERKEL, 1991). Portanto, uma função objetivo global é definida pela soma ponderada das funções objetivo e seus respectivos graus de importância, representados pelos pesos. A formulação do método pode ser representada por:

$$\text{Min}_x \sum_{i=1}^n w_i f_i(x)$$

Sujeito a : $h_i(x) = 0, i = 1, 2, \dots, l$ (25)

$g_j(x) \leq 0, j = 1, 2, \dots, m$

sendo que:

$f_i(x)$ = funções objetivo a serem otimizadas;

$h_i(x)$ = as l restrições de igualdade;

$g_j(x)$ = as m restrições de desigualdade.

Apesar do método de somas ponderadas ser um dos mais utilizados em problemas envolvendo programação multiobjetivo (ZHANG e YANG, 2001), ele possui algumas limitações que motivaram Das e Dennis (1998) a desenvolverem o método do NBI.

Uma das limitações está relacionada à convexidade das funções, dado que, conforme Shin et al. (2011), um problema bi-objetivo é convexo se a região de viabilidade e as funções forem convexas. Quando pelo menos uma das funções é não-convexa, a fronteira de Pareto gerada na resolução do problema é não-convexa. Segundo Das e Dennis (1997), o principal

problema de uma fronteira de Pareto não-convexa é que os pontos da parte côncava não são estimados.

- Método da intersecção normal à fronteira ou NBI

O NBI se baseia em um método geométrico de parametrização intuitiva para produzir um conjunto de pontos na fronteira de Pareto, mesmo para problemas de escala reduzida, sendo considerada uma técnica eficiente para a comparação entre soluções distribuídas uniformemente na fronteira de Pareto (DAS e DENNIS, 1998). Segundo Das e Dennis (1998), o primeiro passo para a aplicação do NBI é a construção de uma matriz *payoff*. Para cada função objetivo f_i , as soluções ótimas individuais são utilizadas para a construção da matriz *payoff* (AGHAEI et al. 2012; AGHAEI et al., 2011).

Na matriz *payoff*, $f_i^*(x_i^*)$ denota o valor ótimo obtido a partir de f_i , o vetor de variáveis de decisão que otimiza as funções objetivo é representado por x_i^* . A etapa seguinte consiste em calcular o valor referente às outras funções objetivo $f_2, \dots, f_{i-1}, f_{i+1}, \dots, f_p$, que são obtidos para otimizar a função objetivo f_i . Esses valores calculados são indicados por $f_1(x_i^*), f_2(x_i^*), \dots, f_i(x_i^*), \dots, f_p(x_i^*)$, sendo as demais linhas da matriz *payoff* construídas de forma similiar, conforme a formulação a seguir (AHMADI et al., 2015):

$$\Phi = \begin{pmatrix} f_1^*(x_1^*) & \cdots & f_i(x_1^*) & \cdots & f_p(x_1^*) \\ \vdots & \ddots & & & \vdots \\ f_1(x_i^*) & \cdots & f_i^*(x_i^*) & \cdots & f_p(x_i^*) \\ \vdots & & & \ddots & \vdots \\ f_1(x_p^*) & \cdots & f_i(x_p^*) & \cdots & f_p^*(x_p^*) \end{pmatrix} \quad (26)$$

De acordo com Ahmadi et al. (2015), para um melhor entendimento do funcionamento do NBI, é necessário esclarecer alguns conceitos. Existe, um chamado ponto de utopia que corresponde aos melhores valores possíveis para todas as funções objetivo, envolvidas no problema. O ponto de utopia pode ser descrito matematicamente da seguinte forma:

$$f^U = \left[f_1^U \quad \dots, \quad f_2^U \quad \dots, \quad f_p^U \right] = \left[f_1^*(x_1^*) \quad \dots, \quad f_i^*(x_i^*) \quad \dots, \quad f_p^*(x_p^*) \right] \quad (27)$$

Ahmadi et al. (2015) ainda destacam outro conceito que envolve a construção da fronteira de Pareto pelo método do NBI. O ponto *nadir* é caracterizado pelos piores valores que as funções objetivo do problema podem atingir simultaneamente. Matematicamente o ponto *nadir* pode ser escrito da forma abaixo:

$$f^N = \left[f_1^N \quad \dots, \quad f_i^N \quad \dots, \quad f_p^N \right] \quad (28)$$

sendo:

$$f^N = \text{Max } f_i(x), \text{ sujeito a } x \in \Omega \quad (29)$$

O espaço com a região que contém as soluções viáveis é denotado por Ω . O ponto denominado de pseudo-*nadir* é outro conceito atrelado ao ponto *nadir* e se refere aos valores que as outras funções alcançam quando uma função objetivo é otimizada individualmente. O pseudo-*nadir* pode ser descrito como:

$$f^{SN} = \left[f_1^{SN} \quad \dots, \quad f_i^{SN} \quad \dots, \quad f_p^{SN} \right] \quad (30)$$

sendo:

$$f^{SN} = \text{Max} \left[f_i^*(x_1^*), \dots, f_i^*(x_i^*), \dots, f_i^*(x_p^*) \right] \quad (31)$$

A partir dos pontos de utopia e pseudo-*nadir* pode ser feita a normalização das funções objetivo, da forma descrita pela Equação 32:

$$\bar{f}_i(x) = \frac{f_i(x) - f_i^U}{f_i^{SN} - f_i^U} \quad i = 1, \dots, p \quad (32)$$

Assumindo que w é uma ponderação convexa, então Φ_w se refere a um ponto na linha de utopia. Se uma unidade normal para a CHIM em relação à origem é indicado por n , pode-se escrever que o conjunto de pontos formados na fronteira de Pareto pode ser denotado por: $\Phi_w + D\hat{n}$, sendo \hat{n} um vetor de valores unitários.

Portanto, conforme explicam Das e Dennis (1998), o ponto de interseção entre a normal e a fronteira da região viável mais próxima da origem corresponde à maximização da distância entre a CHIM e a fronteira de Pareto, e pode ser descrito da seguinte forma:

$$\begin{aligned} & \text{Max}_{(x,D)} \quad D \\ & \text{Sujeito a: } \quad \bar{\Phi}_w + D\hat{n} = \bar{F}(\mathbf{x}) \\ & \quad \quad \quad \mathbf{x} \in \Omega \end{aligned} \tag{35}$$

sendo que:

$\bar{F}(\mathbf{x})$ = vetor que contém o valor normalizado dos objetivos;

Ω = região de viabilidade que geralmente inclui as restrições de igualdade e desigualdade do problema.

Em linhas gerais, $\bar{\Phi}_w + D\hat{n} = \bar{F}(\mathbf{x})$ garante que o ponto x seja realmente encontrado sobre a normal, enquanto outras restrições relacionadas ao problema a ser resolvido também garantem a viabilidade do ponto x a ser encontrado (VAHIDINASAB e JADID, 2010). Já a fronteira de Pareto pode ser construída resolvendo-se o problema por meio de diferentes w , de forma consecutiva (AHMADI, AHMADI e NEZHAD, 2014).

Das e Dennis (1998) explicam que a principal vantagem deste método em relação aos demais, é que ele evita a seleção de parâmetros de forma arbitrária e gera o conjunto de soluções ótimas na fronteira de Pareto de maneira uniformemente distribuída, independente da escala adotada para os pesos dos objetivos (DAS e DENNIS, 1998). Os autores ainda acrescentam que, ao contrário do NBI, no caso de problemas não-convexos, os demais métodos não são capazes de identificar as soluções ótimas na parte côncava da fronteira de Pareto, prejudicando a construção da fronteira de forma equiespaçada igual no NBI e, conseqüentemente, dificultando a busca pela melhor solução Pareto-ótima. Portanto, devido a estas características, o NBI foi o método escolhido para resolver o problema de otimização multiobjetivo neste estudo.

3.4 Ponderação aplicada em programação multiobjetivo

Conforme Ibañes-Fores et al. (2014), em problemas que envolvem a construção de modelos de otimização a partir da programação multiobjetivo, existe a necessidade de se atribuir pesos para cada função objetivo do problema. Assim, é possível identificar a importância relativa de cada função objetivo e as prioridades do sistema analisado.

Taboada et al. (2007) explica que o conjunto de soluções Pareto-ótimas inclui todas as decisões racionais, sendo que o tomador de decisão deve escolher uma dentre as soluções. Entretanto, Taboada et al. (2007) acrescenta que a questão da atribuição de pesos para as funções em problemas multiobjetivo é complexa, pois frequentemente, os tomadores de decisão não têm certeza sobre os pesos ideais para as funções objetivo utilizadas.

Neste trabalho, como se trata de um problema de mistura para projetos que utilizam fonte eólica e FV, também é possível aplicar os métodos de ponderação para identificar a uma melhor solução Pareto-ótima a partir da proporção de cada componente da mistura, ou seja, as parcelas de fonte eólica e FV do projeto.

Para orientar a escolha da melhor solução Pareto-ótima, alguns métodos de ponderação aplicada em programação multiobjetivo são discutidos na literatura com a intenção de orientar a tomada de decisão.

3.4.1 Classificação dos métodos utilizados para a ponderação

O estudo de Wang et al. (2009) faz uma revisão da aplicação de métodos de tomada de decisão multicritério para problemas relacionados à produção de energia de forma sustentável. No que concerne à ponderação, Wang et al. (2009) separam os métodos de ponderação em dois grupos: métodos subjetivos e objetivos. Os métodos de ponderação subjetiva são pautados em julgamentos pessoais e intuitivos, comumente realizados a partir do método Delphi, que utiliza painéis de especialistas e a comparação par a par, ou na forma original ou combinado com a Análise Hierárquica de Processos (AHP), *Analytic Network Process* (ANP) ou Método de Análise em Redes, entre outros (IBAÑES-FORES et al., 2014). Já os métodos objetivos são suportados por ferramentas quantitativas, como modelos estatísticos ou técnicas matemáticas que calculam o peso dos critérios.

A AHP consiste em um método desenvolvido por Saaty (1980), no qual o problema de decisão é estruturado em hierarquias, que parte de um objetivo geral, seguido de critérios,

subcritérios e alternativas, de maneira sucessiva. Já o ANP se baseia em uma rede, em que uma matriz de alcance analisa as possíveis relações entre grupos e elementos (PROMENTILLA et al., 2008). Entretanto, Mishra (2007) explica que no processo de ponderação dos objetivos para a construção da matriz de comparação, tem sido utilizado o julgamento dos tomadores de decisão, ou seja, um critério subjetivo, que muitas vezes pode ser impreciso.

Dentre os métodos objetivos, um dos principais é a entropia, apresentada por Zeleny (1974, 1975) e aplicado em um problema de otimização multiobjetivo. De acordo com o autor, a utilização deste modelo quantitativo fornece um critério mais confiável do que o julgamento e a intuição do tomador de decisão, pois se baseia na atribuição de uma importância relativa média para as informações contidas em cada objetivo do problema.

3.4.2 Conceito de entropia e o Erro Percentual Global

O conceito de entropia, inicialmente, sempre esteve relacionado com a física, pois se refere ao estado de desorganização e a tendência de desorganização de toda a matéria, visto que o grau de desorganização pode aumentar, mas em hipótese alguma diminuir (PINEDA, 2006). A partir do estudo de Shannon (1948), o conceito de entropia passou a ganhar maior abrangência, quando o termo passou a representar uma medida de informação.

De acordo com Fang, Rajasekera e Tsao (1997), a entropia está intimamente ligada ao conceito de incerteza e pode ser considerada como uma medida de incerteza probabilística, que assume o máximo valor quando os resultados em uma distribuição de probabilidade são igualmente prováveis. Com isso, a entropia pode ser utilizada como um critério para se avaliar a qualidade das soluções Pareto-ótimas obtidas por um processo de otimização, a partir da máxima diversificação do vetor de pesos e variáveis de decisão.

Para um maior entendimento sobre a representação da incerteza em distribuições de probabilidade, Fang, Rajasekera e Tsao (1997) mencionam como exemplo, a suposição de que o resultado de um lance de moedas seja (0,0001;0,9999), com 0,0001 sendo a probabilidade de atingir uma cauda. Nota-se que há muito mais certeza do que incerteza sobre o resultado do lance de moedas, e, portanto, sobre a distribuição de probabilidade, pois é possível considerar que é quase certo que o resultado não estará na cauda. Se, por outro lado, a distribuição de

probabilidade do lance de moedas fosse (0,5;0,5), o cenário teria menos certeza e mais incerteza.

Com isso a partir dessa observação pode-se inferir que a distribuição uniforme é a que apresenta maior incerteza dentre as distribuições de probabilidade, e conseqüentemente maior relevância para a entropia. Além disso, é a distribuição recomendada quando não se tem conhecimento prévio da distribuição de probabilidade que caracteriza um cenário. Nesse aspecto, Rocha et al. (2015a) explicam que o uso da entropia é indicado justamente quando distribuições de probabilidade são desconhecidas, em busca de diversificação.

Sobre a aplicação da entropia, Shannon (1948) sugere que os axiomas que devem ser satisfeitos pela medida são:

- 1) a entropia deve depender de todas probabilidades $p_i, i = 1, 2, \dots, n$;
- 2) a entropia deve ser uma função contínua de p_i ;
- 3) a entropia deve ser simétrica, de forma que se as p_i forem permutadas, a entropia deve ser a mesma;
- 4) a entropia deve ser uma função monotonicamente crescente de n , ou seja, quanto maior o número de elementos igualmente prováveis, maior a incerteza.

No caso de distribuições contínuas de probabilidade, a função densidade é avaliada em todos os valores do argumento. Desta forma, dada uma distribuição contínua de probabilidade (p), a entropia é caracterizada como:

$$H = - \int_{-\infty}^{+\infty} p(x) \log p(x) dx \quad (36)$$

sendo que: $\int_{-\infty}^{+\infty} p(x) dx = 1$ e $f(x) \geq 0$

Em sistemas caracterizados como misturas, o percentual de cada componente da mistura segue uma distribuição discreta de probabilidade (p). Assim, baseado em Shannon (1948), a entropia passa a ser representada como:

$$H = - \sum_{i=1}^m x_i \log x_i \quad (37)$$

sendo que:

x_i = percentuais das variáveis que fazem parte do sistema a ser diversificado.

A partir da medida de entropia é possível encontrar um ponto ótimo com a máxima diversificação em um sistema com diferentes componentes. No que se refere às propriedades desejáveis da entropia, Fang, Rajasekera e Tsao (1997) acrescentam que dentre as principais podem ser destacadas duas: a) a medida de entropia é não-negativa, sendo zero para uma distribuição de probabilidade e representando um resultando completamente certo e positivo para distribuições que representam resultados incertos; b) sua medida é côncava, e essa propriedade é desejável devido à maior facilidade que existe em otimizar uma função côncava.

Outro método de ponderação objetivo a ser considerado é o Erro Percentual Global (EPG), que está associado a uma medida de erro. Gomes (2013) explica que quando utilizado para a determinação dos pesos ótimos de um problema multiobjetivo, o EPG calcula o somatório das diferenças das soluções Pareto-ótimas em relação a seus alvos, que estão representados pela linha de utopia. O cálculo do EPG é formulado da seguinte forma:

$$\text{EPG} = \sum_{i=1}^m \left| \frac{y_i^* - T_i}{T_i} \right| \quad (38)$$

sendo que:

y_i^* = solução Pareto-ótima em determinado ponto da fronteira;

T_i = valor alvo referente à solução de utopia;

m = número de objetivos do problema.

No presente estudo será utilizada para identificar a melhor solução Pareto-ótima, uma medida que corresponde ao valor máximo da razão entre a entropia de Shannon e o EPG. O uso da entropia de Shannon se justifica, por ser uma medida que assume o máximo valor quando os resultados em uma distribuição de probabilidades são igualmente prováveis, e, portanto, compatíveis com os objetivos de aumentar a diversificação da matriz energética brasileira, criando um sistema mais robusto para possivelmente evitar novas crises energéticas.

Já o EPG será utilizado na medida, pois é capaz avaliar qual ponto da fronteira de Pareto possui a menor distância em relação à linha de utopia. Com isso, propõe-se um critério

que possa valorizar tanto as questões relacionadas ao planejamento energético, quanto as que consideram a relação da solução obtida pelo método de otimização com o valor de utopia. A formulação do método de ponderação que será utilizado é indicada pela Equação 39, conforme Rocha et al. (2015b).

$$\xi = \frac{H}{EPG} \quad (39)$$

sendo que:

ξ = medida resultante da razão entre a entropia e o EPG.

Um critério semelhante é utilizado nos estudos de Rocha et al. (2015a, 2015b) para a escolha da melhor solução ótima em um processo metal-mecânico, envolvendo torneamento de aço. Entretanto, nestes estudos foram utilizados arranjos de misturas para calcular os valores de entropia e o EPG, e em seguida foram modeladas funções que representaram a métrica, a fim de se obter uma nova programação multiobjetivo que indicou o peso ótimo das funções.

Neste estudo, as melhores soluções Pareto-ótimas para o projeto de geração eólico-FV, em cada cidade, são identificadas a partir da aplicação da razão entre entropia e EPG sobre os percentuais de potência eólica e FV que compõe o projeto em cada solução Pareto-ótima. O ponto ótimo que apresentar o maior valor de ξ em cada cidade será a melhor solução Pareto-ótima, dado que será o ponto em que uma maior diversificação é alcançada com a menor distância possível da linha de utopia.

3.5 Análise de viabilidade financeira de investimentos

A finalidade de uma análise de viabilidade financeira é auxiliar o investidor na tomada de decisão sobre a consideração ou não, de se realizar um investimento. Dentre os critérios utilizados, o mais popular é o VPL (LI, LU e WU, 2013; ERTÜRK, 2012). O VPL basicamente representa a soma do valor de fluxos de caixa futuros formados pela diferença entre entradas e saídas de caixa, e descontados por uma taxa (PETKOVIC et al., 2016). Johnson (1994) explica que o VPL é um critério de fácil compreensão, até mesmo para os que

não estão envolvidos no projeto e têm pouco conhecimento sobre análise financeira. Na Equação 40 é ilustrada a fórmula para o cálculo do VPL.

$$\text{VPL} = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (40)$$

onde:

i = taxa de desconto;

t = período analisado;

FC_t = são os fluxos de caixa líquidos no período t .

Petkovic et al. (2016) acrescenta que para VPL inferior a zero, deve-se rejeitar o investimento e para um VPL superior a zero, deve-se considerar a realização do investimento. Arnold e Yildiz (2015) ainda mencionam que o VPL indica se o investidor recuperou completamente o capital investido, de acordo com uma taxa de desconto apropriada. Esse é um importante conceito que será utilizado para avaliar por qual preço, um projeto de geração eólico-FV com configuração ótima seria viabilizado em cada cidade analisada no presente estudo.

Na presente pesquisa, a análise de investimento será aplicada apenas para verificar o menor preço que viabiliza o projeto em cada cidade, com o objetivo de verificar o local em que a usina seria mais competitiva em um leilão de menor preço. Portanto, não foi considerado o valor que a flexibilidade gerencial acrescenta ao projeto e que pode ser avaliado a partir da Teoria de Opções Reais (DIAS, 2014) e nem possíveis custos de agência, que são derivados da probabilidade de os gestores do projeto colocarem seus interesses acima dos objetivos dos proprietários (GITMAN, 2010).

Entretanto, em estudos referentes a análise financeira de projetos de geração eólica e FV no Brasil se torna relevante avaliar algumas opções, como por exemplo, a de adiamento e expansão. Nesse sentido, as usinas eólicas e FV possuem determinadas especificidades, dentre as quais está o fato de serem intensivas em capital, ou seja, o valor do investimento constitui uma importante fonte de incerteza para o produtor (BOOMSA, MEADE e FLETEN, 2012). Fuss et al. (2012) também chamam atenção de que para este tipo de projeto existem outras incertezas, tais como: de mercado (volatilidade do preço da energia), técnicas (disponibilidade

de recursos naturais), macroeconômicas (câmbio) e políticas (compromisso com metas estabelecidas) que tornam complexas a avaliação de projetos eólicos e FV com opções embutidas.

Outra métrica de análise de investimentos existente, muito utilizada na literatura acadêmica para avaliar os custos de geração a partir de diferentes tecnologias e fontes de energia é o LCOE ou custo nivelado de energia produzida. O LCOE se refere ao custo médio de um projeto de geração, ou mais especificamente aos custos totais relacionados à geração (fixos e variáveis) descontados para o presente, por cada unidade de energia produzida ao longo da vida útil (EDENHOGGER et al., 2013; UECKERDT et al., 2013). Baseado em Castro-Santos et al. (2016), Branker, Pathak e Pearce (2011) e Short, Packey e Holt (1995) o LCOE pode ser escrito em sua forma tradicional, a partir da Equação 41:

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{C_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{E p_t}{(1+i)^t}} \quad (41)$$

sendo que:

C_t = custos totais com a geração de energia em dado período t ;

T = período final do horizonte de análise;

$E p_t$ = garantia física da usina em cada período t ;

i = taxa de desconto.

Joskow (2011) explica que o LCOE é uma métrica questionável quando utilizada para realizar comparações entre tecnologias para a geração de energia renovável e tecnologias de geração de energias convencionais como termelétricas, usinas nucleares e hidroelétricas. Apenas o LCOE sozinho não permite inferências sobre a competitividade, pois a eletricidade não é um bem homogêneo ao longo do tempo, visto que a demanda ou capacidade de geração de energia varia (UECKERDT et al., 2013). Entretanto, apesar das limitações o LCOE é muito utilizado tanto por órgãos formuladores de políticas energéticas, quanto na literatura acadêmica (NEA, 2015; IRENA, 2015; BORENSTEIN, 2012). No presente estudo, o LCOE

não será utilizado para comparar diferentes tecnologias para a geração de energia. O LCOE será uma variável de resposta a ser minimizada, a partir de uma programação multiobjetivo.

No que diz respeito ao cálculo da taxa de desconto, o *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) é uma metodologia utilizada em diversos estudos que envolvem investimentos em projetos de geração a partir de FER, como os de Aquila et al. (2016), Aquila et al. (2017b), Ondracek et al. (2015) e Ertürk (2012), além de ser recomendada pelo *Clean Mechanism's Executive Board*, no anexo *Guidelines on the Assessment of Investment Analysis* (UNFCCC, 2011).

A Equação 42 apresenta a formulação para o cálculo do WACC, que será utilizado neste estudo como a taxa de desconto para o cálculo do LCOE da usina eólica-FV em cada cidade.

$$\text{WACC} = k_d D(1 - \tau) + k_e E \quad (42)$$

onde:

k_d = o custo de capital de terceiros (%);

D = fração de capital de terceiros (%);

τ = alíquota de imposto de renda (%);

k_e = custo de capital próprio (%);

E = fração de capital próprio (%).

Para o cálculo do k_d foi aplicada a mesma metodologia utilizada por Ertürk (2012) e indicada pela ANEEL (2016) para empresas investidoras no setor elétrico. A metodologia corresponde ao cálculo de uma parcela resultante da soma entre a taxa livre de risco, prêmio de risco de crédito e prêmio de risco país. O cálculo está indicado na Equação 43.

$$k_d = r_f + r_c + r_b \quad (43)$$

onde:

r_f = taxa livre de risco (%);

r_c = prêmio de risco de crédito (%);

r_b = prêmio de risco país (%).

Para o cálculo do k_e , o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), originalmente apresentado por Sharpe (1964) somado ao risco país é um modelo bastante utilizado na literatura, como nos estudos de Aquila et al. (2016), Ertürk (2012) e na nota de recomendação da ANEEL (2016). O cálculo é apresentado na Equação 44.

$$k_e = r_f + \beta \times (r_m - r_f) + r_b \quad (44)$$

onde:

r_m = prêmio de risco de mercado (%);

β = beta alavancado (mensura o risco do projeto em relação ao mercado).

No presente estudo, como não será analisada uma empresa específica, o beta alavancado será obtido a partir do beta desalavancado do setor de energia renovável, indicado na tabela de Damodaran (2017). Posteriormente, o beta será alavancado a partir da estrutura de capital do setor de energia renovável, também fornecido em Damodaran (2017), com a finalidade de considerar a estrutura de capital das empresas do setor de energia limpa, refletindo os riscos de negócio e financeiro para as empresas desse setor. Na Equação 45, está representado o cálculo para o beta alavancado, a partir do beta desalavancado.

$$\beta = \beta_d \times \left[1 + \frac{D}{E} \times (1 - \tau) \right] \quad (45)$$

onde:

β_d = beta desalavancado.

Conforme visto na Seção 2.2, no Brasil os projetos de geração de energia eólica e FV, contratados nos leilões, recebem apoio das linhas de financiamento do BNDES. O financiamento pode ser requisitado por sociedades com sede e administração no país e pessoas jurídicas de direito público.

O valor mínimo financiável é de R\$ 20 milhões e as taxas de juros correspondem à soma da Taxa de Longo Prazo (TLP) com a remuneração básica cobrada pelo BNDES e uma taxa de risco de crédito. Para a fonte eólica o prazo de amortização corresponde a 16 anos, e

para a fonte FV é 20 anos, existindo para as duas fontes uma carência com juros de 6 meses, após o início da operação dos projetos.

Sobre as premissas financeiras, as usinas eólicas e FV possuem diversos custos e despesas que são similares aos de usinas que utilizam apenas uma das fontes, especificamente. Nesse trabalho, será considerado que o regime de tributação é o de lucro presumido, visto que existe a possibilidade de cada empreendimento de geração constituir uma Sociedade de Propósito Específico (SPE).

Conforme a RFB (2016), quando o limite de receita bruta de R\$ 78.000.000,00 ao ano não é ultrapassado, os fluxos de caixa podem ser tributados pelo lucro presumido. É importante ressaltar que, a possibilidade de opção pelo regime de tributação pelo lucro presumido é de relevância para os produtores de energia aumentarem os retornos financeiros e obterem maior competitividade nos certames (AQUILA, 2015).

Para as análises realizadas diante de projetos com tributação pelo regime de lucro presumido, os impostos e alíquotas efetivamente pagos são os seguintes: alíquota de 15% para o IR sobre R\$ 240.000,00, mais a incidência adicional de 10% quando for ultrapassado o faturamento de R\$ 240.000,00 ao ano, sobre a base de cálculo que corresponde a 8% da receita bruta total e alíquota de 9% para o Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), aplicada sobre a base de cálculo de 12% da receita bruta total.

Sobre a receita bruta ainda incidem dois impostos federais: o PIS cuja alíquota para projetos tributados pelo lucro presumido equivale a 0,65% e o Cofins, com alíquota igual a 3% da receita bruta. Ainda, existem custos referentes às tarifas de uso do sistema de transmissão ou distribuição, TUST e TUSD e encargos setoriais como a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) (encargo pago por todos agentes do setor elétrico brasileiro para remunerar os serviços prestados pela ANEEL), e as taxas pagas ao ONS e à CCEE (que são tributos pagos para cobrir os custos relacionados às atividades dessas duas organizações) (AQUILA et al. 2017b; AQUILA et al. 2016; ABINEE, 2012; COPEL, 2007).

Ainda de acordo com a ABINEE (2012) e COPEL (2007) dentre outros gastos relacionados a usinas eólicas e FV estão: os custos de operação e manutenção (O&M); custos com arrendamento de terra; e despesas com seguro.

4 METODOLOGIA PARA AUXILIAR PROCESSOS DE LICITAÇÃO DE PROJETOS DE GERAÇÃO EÓLICO-FOTOVOLTAICAS

4.1 Classificação da Pesquisa

A Figura 26 apresenta a classificação da presente pesquisa, conforme sugere Miguel et al. (2010).

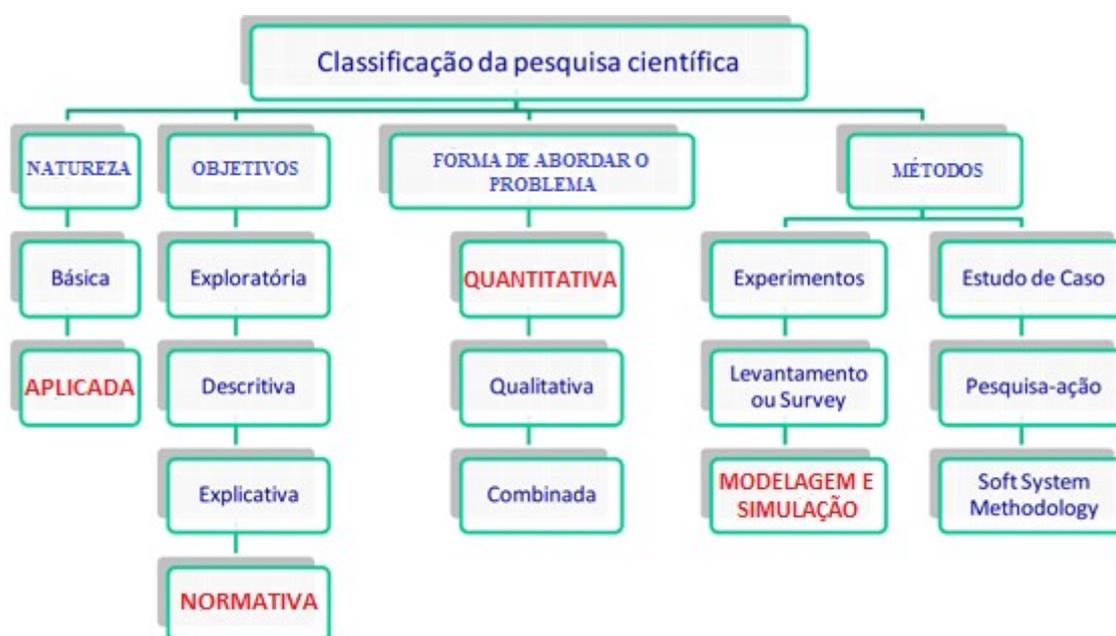


Figura 26- Classificação do presente estudo baseado em Miguel et al. (2010).

Essa pesquisa se caracteriza de natureza aplicada, pois os objetivos são práticos, com a finalidade de que os resultados possam ser aplicados ou utilizados para a resolução de um problema real. A abordagem do problema pode ser considerada como quantitativa, classificação pertinente para pesquisas nas quais relações entre variáveis de controle e variáveis de desempenho são desenvolvidas, analisadas ou testadas e se alteram sobre um domínio específico (BERTRAND e FRANSOO, 2002).

Bertrand e Fransoo (2002) ainda acrescentam que a abordagem quantitativa pode ser classificada como axiomática e empírica. Nas pesquisas axiomáticas o conhecimento é produzido baseado no comportamento de determinadas variáveis, além de ser possível adquirir o conhecimento a partir da manipulação de variáveis do modelo. A pesquisa empírica

basicamente se preocupa em garantir que existe a possibilidade de usufruir do modelo produzido em um sistema real.

As pesquisas axiomáticas e empíricas ainda podem ser subdivididas em descritivas, as quais se engajam em analisar modelos ou estratégias existentes para um sistema real; e em normativas, cuja preocupação é fornecer melhorias em resultados existentes na literatura e em ações para melhorar um sistema existente. Portanto, o presente estudo pode ser considerado como uma pesquisa empírica normativa, pois pretende contribuir com um modelo que pode ser capaz de auxiliar os órgãos reguladores do SEB, na contratação de sistemas reais de geração eólico-FV conectados à rede, com uma configuração ótima que alcance benefícios socioambientais e econômicos simultaneamente.

Por fim, o método de pesquisa utilizado é caracterizado pela modelagem e simulação, que de acordo com Chung (2004), envolve criar e experimentar um sistema, por meio de um modelo matemático. Martins, Mello e Turrioni (2014) afirmam que um sistema pode ser caracterizado como um conjunto de componentes ou processos que interagem, recebendo entradas e oferecem resultados para algum propósito.

4.2 Estudos relacionados ao tema

No que se refere à resolução de problemas de planejamento energético a partir de modelos de otimização é possível encontrar na literatura, alguns estudos similares que também propõem distintas formas de solução. Inicialmente, os trabalhos como os de Park et al. (2000), Kannan, Slochanal e Padhy (2005) e Sirikum, Techanitisawad e Kachitivichyanukul (2007) utilizaram formulações que incluíram apenas a minimização de custos como objetivo principal. Em relação a sistemas híbrido eólico-FV, por exemplo, Yang, Lu e Zhou (2007) desenvolvem um modelo de dimensionamento ótimo para sistemas isolados, que se baseia em obter a configuração de turbinas eólica, sistemas FV e baterias com o menor LCOE, incluindo como restrição a menor probabilidade de perda de fornecimento de energia desejada.

Entretanto, os problemas relacionados ao planejamento energético envolvem muitas vezes mais de um objetivo, que são geralmente conflitantes entre si (AGHAEI et al., 2012; MEZA, YILDIRM e MASUD, 2007). Segundo Aghaei et al. (2013), os objetivos mais

comuns em questões envolvendo planejamento energético envolvem minimização de custos, impactos ambientais e a busca para níveis adequados para a confiabilidade do sistema.

Mavrotas, Dikoulaki e Papayannakis (1999) formulam um modelo multiobjetivo, com variáveis inteiras, para planejamento do sistema elétrico na Grécia, baseado na técnica de *branch-and-bound* para gerar o conjunto de soluções eficientes e, em seguida, compara-se as soluções par-a-par. No modelo são definidos como objetivos a redução do custo com energia elétrica e as emissões anuais de um gás que contribue para o efeito estufa. Também são incluídas restrições referentes à capacidade do sistema, carga mínima suportada, atendimento mínimo de demanda, limitação das reservas de gás natural e margem de reserva para aumentar a confiabilidade do sistema.

Aghaei et al. (2012) propõem um modelo multiobjetivo com a finalidade de minimizar custos, impacto ambiental, consumo de energia proveniente de combustíveis fósseis, exposição à volatilidade do preço de importação de combustíveis fósseis e aumento da confiabilidade do sistema. O problema é formulado por meio da programação linear inteira mista, e solucionado a partir do ε -method.

Luz, Moura e Almeida (2017) abordam soluções, a partir de diferentes técnicas de programação linear multiobjetivo, para cenários de expansão do sistema elétrico brasileiro. Os modelos são baseados nas novas metas governamentais para as FER, considerando três funções objetivo: minimização do custo total, maximização da geração no pico de carga e maximização da contribuição de FER não-hídricas.

Recentemente o método do NBI tem sido utilizado por alguns estudos para solucionar problemas de planejamento energético. Aghaei et al. (2013) desenvolvem uma programação multiobjetivo a partir do NBI, visando o planejamento de expansão de geração que prioriza os seguintes objetivos: minimização de custos e impactos ambientais, além da maximização da confiabilidade.

Vahidinasab e Jadid (2010) formulam um modelo pelo NBI voltado para a estratégia de contratação de projetos de geração para um sistema elétrico, levando em consideração a minimização do fluxo de potência combinado com coeficientes que representam a emissão de poluentes, além da maximização do retorno individual do produtor, incluindo também as restrições físicas de geração. Ahmadi et al. (2015) utilizam a programação multiobjetivo por meio do NBI para integrar usinas térmicas às redes de alta tensão. As funções objetivo são

relacionadas à minimização de custos e de emissão de gases causadores do efeito estufa. Para definir a escolha da melhor solução Pareto-ótima é utilizada uma abordagem denominada como *Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution* (TOPSIS).

Izadbakhsh et al. (2015) desenvolvem um modelo de otimização para determinar o melhor mix com micro-turbinas eólicas, painéis FV, geradores a óleo combustível, banco de baterias e turbinas eólicas de maior porte para compor um pequeno sistema de geração isolado. Na programação é utilizado o método do NBI com duas funções objetivo, uma que se refere à minimização do custo total do sistema e a outra para a minimização das emissões de poluentes. Para a escolha da melhor solução Pareto-ótima foi utilizado o *fuzzy* TOPSIS.

O estudo de Fonseca et al. (2018) também propõe um modelo de otimização para determinar um melhor mix para um sistema híbrido isolado, mas que envolve o uso de diesel e energia FV, na região da Amazônia, e compara os resultados com os obtidos pelo *software Homer*®. O autor também utiliza o arranjo de misturas, mas com o auxílio da Simulação de Monte Carlo nos experimentos feitos para formular as funções objetivo e o NBI para realizar a otimização multiobjetivo. Entretanto, os objetivos considerados são: a minimização da emissão de gases causadores do efeito estufa e de um LCOE nivelado pela demanda de energia no local.

Diferente do presente estudo o modelo do autor supracitado é voltado exclusivamente para o investidor e não visa orientar processos de licitação. Além disso, os cenários experimentais são calculados por meio da Simulação de Monte Carlo e foi utilizada a Análise Envoltória de Dados como técnica para a escolha da melhor solução Pareto-ótima.

É importante destacar que os modelos voltados para sistemas isolados como os de Izadbakhsh et al. (2015) e Fonseca et al. (2018) possuem diferenças substanciais com o deste estudo. A primeira é que como os sistemas analisados pelos dois autores incluem o diesel como fonte, uma das variáveis de resposta se relaciona à emissão de gases causadores do efeito estufa, e não a densidade de emissão reduzida como será neste estudo. O porte dos equipamentos utilizados em sistemas isolados e a utilização das baterias, também são aspectos que os tornam peculiares em relação aos sistemas conectados à rede elétrica.

Além disso, os projetos conectados à rede devem cumprir o atendimento da garantia física, que no caso de usinas eólica-FV configuradas a partir desta metodologia só será conhecida após ser encontrada a configuração ótima da usina eólico-FV. No sistema isolado,

o que importa é atender o abastecimento de energia de uma demanda local, que é conhecida antes da instalação do sistema.

No presente estudo, a garantia física da usina eólico-FV será estimada pela produção média de energia, de acordo com o potencial eólico e FV de cada cidade. Entretanto, para mensurá-la é necessário, primeiramente, encontrar a configuração ótima do percentual de fonte eólica e FV que compõem a usina. Portanto, diferente dos estudos de Izadbakhsh et al. (2015) e Fonseca et al. (2018) cujo o foco são os sistemas isolados, neste estudo se torna inviável comparar os resultados encontrados com *softwares* comerciais, como o *Homer*®, pois, além de não calcularem a densidade de emissão reduzida do projeto, eles se baseiam em um nível de demanda para, posteriormente, estabelecer a configuração ótima dos projetos.

4.3 Metodologia de suporte à tomada de decisão

A metodologia proposta nesse trabalho visa auxiliar a contratação de projetos de geração eólico-FV conectados à rede, no Brasil, e faz uso da programação multiobjetivo, elaborada a partir do auxílio de uma gama de ferramentas e técnicas. São elas:

- Dimensionamento da produção de energia eólica e FV, para estimar uma produção média anual de energia para uma usina eólico-FV, compatível com o potencial eólico e solar das cidades analisadas;
- Cálculo da densidade de emissão reduzida, para estimar a emissão reduzida de CO₂ por área ocupada, e do LCOE para uma usina eólico-FV;
- Utilização do arranjo de misturas para gerar uma matriz experimental, orientando os cálculos a serem feitos para a densidade de emissão reduzida e LCOE para, posteriormente, serem obtidos os modelos que representam as funções objetivo;
- Uso do NBI para realizar a programação multiobjetivo, a fim de se encontrar todos os pontos da fronteira de Pareto para, em seguida, encontrar a melhor configuração para uma usina eólico-FV em cada local;
- Aplicação da razão entre entropia de Shannon e EPG para identificar a melhor solução Pareto-ótima em cada cidade analisada;

Definidas as ferramentas usadas na elaboração da metodologia proposta nesta tese de doutorado, pode-se apresentar o passo-a-passo de sua construção e as premissas assumidas. Os passos para a construção do modelo são os seguintes:

Passo 1: Identificar as variáveis de decisão (x_1, x_2, \dots, x_n) do problema de otimização. No problema analisado serão percentuais de potência eólica (x_1) e potência FV (x_2) de usinas eólico-FV;

Passo 2: Definir as variáveis de resposta (y_1, y_2, \dots, y_n) a serem otimizadas;

Passo 3: Gerar cenários experimentais para o cálculo das respostas a partir do arranjo de misturas;

Passo 4: Calcular as respostas (y_1, y_2, \dots, y_n) a partir do arranjo experimental obtido;

Passo 5: Estimar as funções objetivo;

Passo 6: Resolver o problema multiobjetivo por meio do NBI;

Passo 7: Identificar a melhor solução Pareto-ótima, a partir da razão entre a entropia de Shannon e o EPG;

Vale salientar, que os diferentes passos desse processo dependem de passos anteriores. A geração de cenários por meio do arranjo de misturas irá orientar para quais frações de fonte eólica e FV deverá ser feito o cálculo das respostas, que no presente estudo dependem do dimensionamento da produção de energia média anual da usina em cada cidade. Uma das limitações do presente estudo é não tratar de projetos reais, em que uma garantia física é estimada a partir de dados mensurados e coletados em campo. Estes dados demandam anos para serem obtidos, e são fundamentais para calcular a produção máxima que uma usina consegue garantir.

Em seguida, a produção média anual estimada a partir do cálculo da produção de energia eólica e FV será utilizada para calcular as variáveis de respostas a serem otimizadas em uma programação multiobjetivo. Após o cálculo das variáveis de resposta, são estimadas as funções objetivo utilizadas no modelo. Portanto, as etapas anteriores à resolução do problema multiobjetivo possuem, justamente, a finalidade de obter as informações para a aplicação da programação multiobjetivo proposta. No Passo 7 será identificado a configuração ótima da usina eólico-FV para cada cidade. Na Figura 27 está ilustrado o passo a passo da construção da metodologia, sendo que à direita do fluxo principal são destacadas as etapas em que são aplicadas as técnicas utilizadas no estudo.

Cumprе ressaltar que, após a aplicação do método para obter a configuração ótima da usina eólico-FV nas doze cidades será calculado o preço mínimo que viabiliza a usina em cada local, com a finalidade de avaliar os locais em que a usina seria competitiva em um processo de licitação caracterizado pelo leilão de menor preço.

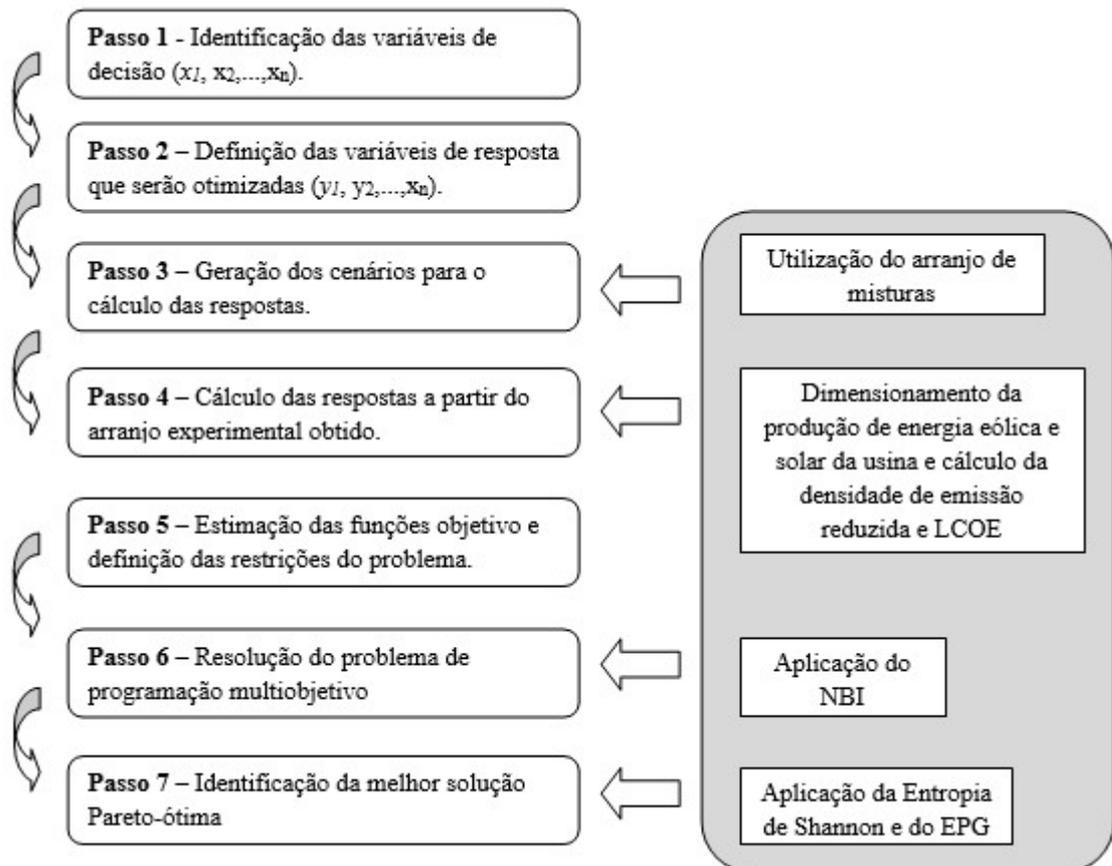


Figura 27- Passo-a-passo da construção da metodologia proposta.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

5 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA

5.1 Formulação das funções objetivo a partir do arranjo de misturas

Nesta seção serão descritos detalhadamente os procedimentos aplicados para a construção da metodologia proposta, até a etapa referente a estimação das funções objetivo. Para o **Passo 1**, já foi visto que o objetivo do estudo é direcionado, exclusivamente, para projetos eólico-FV, e, portanto, as variáveis de entrada são representadas pelas parcelas de potência eólica (x_1) e FV (x_2), que compõem um projeto de geração eólico-FV. Para a aplicação da metodologia, optou-se em considerar que o projeto híbrido teria 30 MW de capacidade instalada, que corresponde à potência máxima para um projeto de geração poder obter o desconto para Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e Distribuição (TUSD) (CCEE, 2016).

Além disso, a metodologia será aplicada para analisar a melhor configuração de uma usina híbrida para as seguintes doze cidades brasileiras: Araripina-PE; Bragança Paulista-SP; Campo Grande-MS; Jundiá-SP; Laguna-SC; Macau-RN; Mineiros-GO; Montes Claros-MG; Mossoró-RN; Parnaíba-PI; Rio Grande-RS; e Xique-Xique-BA.

Essas cidades foram selecionadas devido ao potencial que possuem para a geração de energia eólica e FV, de acordo com o Atlas do Potencial Eólico do Brasil, da CEPEL (2001) e o Atlas Brasileiro de Energia Solar, do SWERA (2006). Vale ressaltar que, dentre as doze cidades, a maioria são localizadas distantes uma das outras, porém algumas estão próximas entre si. Com isso será possível analisar as diferenças da configuração ótima de usinas eólico-FV e do potencial eólico e FV, tanto entre locais que estão distantes, quanto em cidades próximas.

Novamente, por não se tratarem de projetos reais, optou-se em não considerar neste estudo funções objetivo e restrições relacionadas a questões técnicas como o fluxo de potência da usina, além de eventuais interesses políticos regionais e nacionais. Outro importante ponto a ser destacado, é que não faz parte do escopo deste modelo a distância entre as usinas e o ponto de conexão à rede, sendo que este aspecto também ainda não é avaliado nos processos de licitação para projetos de geração no Brasil. Embora não seja atualmente incluída como critério para participação dos leilões, a distância entre as usinas e o ponto de conexão é um

aspecto que tem chamado atenção dos contratantes, visto que muitos projetos contratados no país estão paralisados por dificuldade de acesso à rede. Conforme é possível observar na Figura 28, nas cidades analisadas neste estudo existe a possibilidade de conexão nos pontos dos circuitos de conexão da rede do SIN.

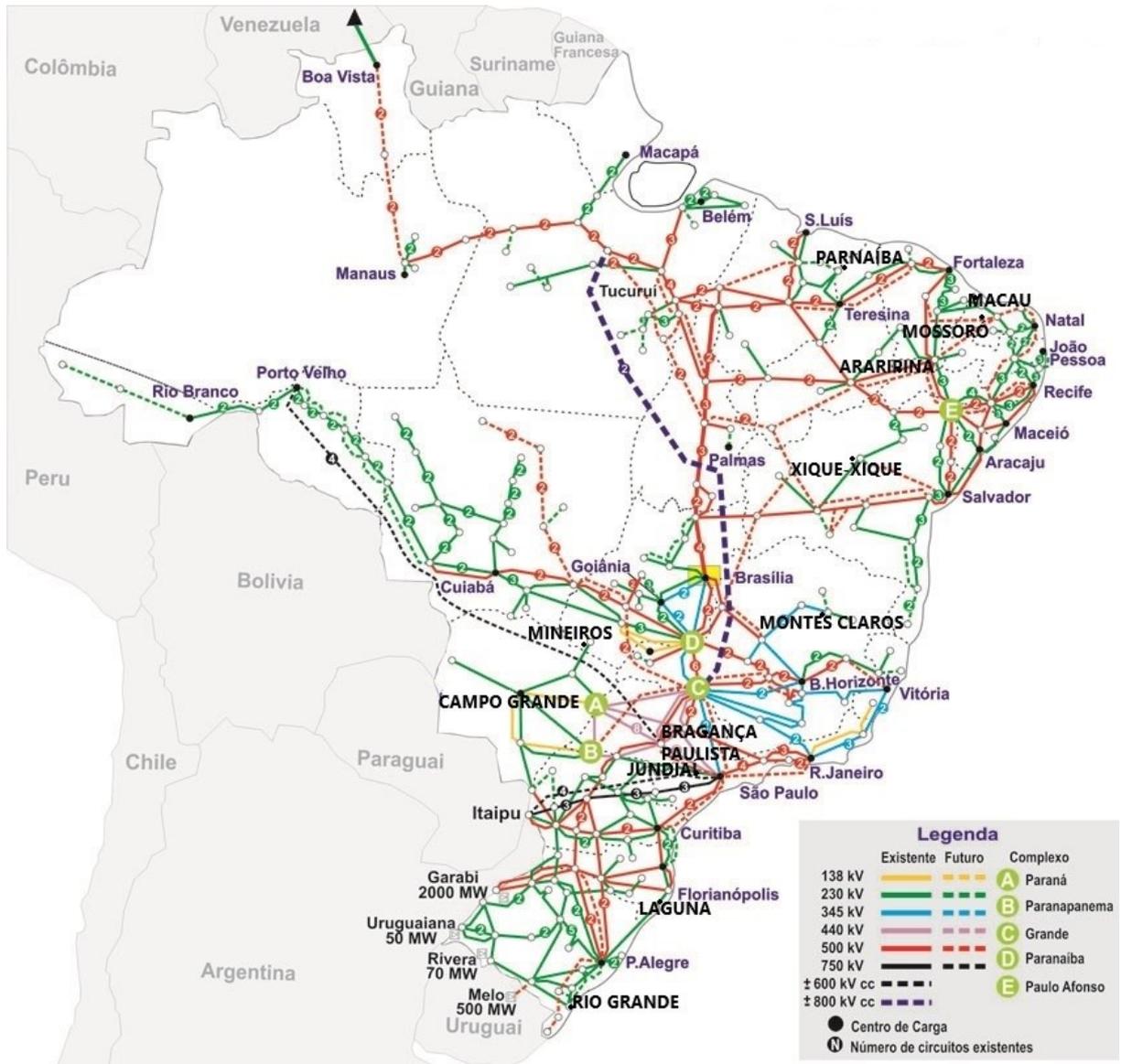


Figura 28- Mapa do SIN.

Fonte: ONS (2017).

No **Passo 2**, que se refere à definição das variáveis de resposta, o modelo proposto leva em consideração um objetivo relacionado às questões socioambientais e outro objetivo

que envolve o âmbito econômico-financeiro. Desta forma, os objetivos definidos são: a maximização da densidade de emissão reduzida (tCO_2/km^2), que no problema de otimização multiobjetivo é caracterizado como y_1 e a minimização do LCOE (R\$/MWh), denominado como y_2 .

A maximização da densidade de emissão reduzida (y_1) atende um dos objetivos destacados pela ANEEL para o setor elétrico, o qual envolve maximizar os benefícios de cada recurso energético, e ao mesmo tempo minimizar os impactos negativos sobre o ambiente e a sociedade (ANEEL, 2008). A medida está relacionada às questões socioambientais, dado que mensura a quantidade de emissão de CO_2 por km^2 evitada por um projeto de geração limpa. Para encontrar o valor, basta calcular a divisão do produto de um fator de emissão com a produção de energia pela soma da área ocupada por cada parcela ocupada por cada fonte que compõe o projeto de geração.

É importante salientar que, essa variável de resposta também engloba aspectos sociais, geográficos e geológicos. Isso se deve ao fato de que projetos de geração de grande porte ocupam maior área em um território e podem acarretar em limitação da mobilidade da população local, modificação da paisagem natural, desmatamento e erosões (RIBEIRO, 2013). Além disso, quanto maior a área ocupada por um projeto de geração, mais limitado se torna o espaço para a realização de outras atividades produtivas.

Também cumpre destacar que, os certificados verdes mencionados na seção 2.1.2 são precificados a partir do produto do fator de emissão com a produção de energia garantida pelo projeto. Entretanto, no Brasil não existe nenhum mecanismo de incentivo a FER baseada na comercialização de certificados verdes, sendo que projetos de geração limpa só podem ser contemplados com esta possibilidade se participarem do MDL, que é um mecanismo internacional (AQUILA et al., 2017a; AQUILA et al., 2017b). Como a metodologia proposta é voltado para processos de licitação realizados no Brasil, não foram incluídos parâmetros relacionados ao valor de certificados verdes.

Já a minimização do LCOE (y_2) é ligada à abordagem econômica, tradicionalmente considerada em modelos multiobjetivos voltados para o planejamento energético, conforme visto na seção 4.2. A questão econômica é um aspecto importante para o setor elétrico, tanto pelo ponto de vista do investidor, quanto do consumidor. Em relação ao investidor, conforme afirmam Boomsa, Meade e Fleten (2012) os investimentos iniciais correspondem à maior

parcela dos gastos que os investidores em geração de energia elétrica conectada à rede baseada em FER possuem ao longo do tempo de vida do projeto.

Com isso, para projetos baseados em FER conectados à rede, o valor do investimento inicial corresponde à maior parte de y_2 . Portanto, minimizar y_2 também consiste em minimizar o gasto com os investimentos iniciais, contribuindo para o aumento do retorno do investidor.

Como no Brasil os projetos são contratados em leilões de menor preço, para o consumidor a minimização de y_2 também se torna relevante. Visto que, um volume cada vez menor de gastos durante o tempo de vida do projeto exige um preço mais baixo para viabilizar um projeto de geração, o governo passa a contratar projetos pagando um preço menor, o que significa uma menor transmissão de custos para o consumidor final.

Cumprе ressaltar que, um custo mais baixo para o consumidor final contribui para tornar as políticas de apoio à geração limpa sustentáveis a longo prazo. A aquisição de energia por um custo elevado pode transferir os custos da política de apoio para a sociedade e gerar contestação por parte da população (MABEE, CARPENTER e MANNION, 2012; YATCHEW e BAZILIAUSKAS, 2011).

Portanto, pode-se inferir que os objetivos considerados para orientar a configuração de projetos eólico-FV, participantes de processo de licitação, buscam produzir o bem-estar socioeconômico do setor elétrico. Ao maximizar a y_1 e minimizar y_2 , os benefícios socioambientais e econômicos são otimizados. Quanto aos aspectos técnicos, para minimizar o risco de contratação de qualquer tipo de usina que não consiga ser conectada à rede, estudos futuros com propostas baseadas na programação multiobjetivo são importantes para auxiliar na identificação de locais adequados para a conexão.

No que diz respeito às restrições do modelo, como não foram abordadas questões relacionadas à parte técnica do funcionamento da usina, as restrições presentes são apenas derivadas das técnicas utilizadas para a construção do modelo. Dentre elas estão: a restrição relacionada à proporção da mistura entre potência eólica e FV, descrita nas Equações 6 e 7; e a restrição que faz parte do método do NBI, ilustrado na Equação 35.

No presente estudo, existe uma limitação na discriminação dos cálculos de y_2 para a usina em cada cidade, por não ter sido considerada a diferença no valor do investimento na usina eólico-FV em cada cidade. Essa limitação, também se justifica por não se tratarem de projetos reais em que se analisam as necessidades do projeto, as obras civis específicas para

um sítio real e sua respectiva facilidade de conexão à rede. Além disso, em algumas regiões como Sudeste e Centro-Oeste ainda não existem instalações híbridas, o que também limita a possibilidade de estimar o valor de um investimento específico para cidades de cada região.

Entretanto, essas limitações possibilitam analisar de forma ainda mais clara o impacto das características da velocidade do vento e da radiação solar para a configuração da usina, posto que a produção média anual de energia estimada para cada local será o fator determinante para diferenciar y_2 em cada cidade.

Para estimar as funções objetivo que representarão y_1 e y_2 , primeiramente são gerados cenários experimentais a partir do arranjo de misturas para orientar os cálculos de y_1 e y_2 , para cada cidade analisada. A configuração dos arranjos foi baseada no simplex *lattice*, com dois componentes (fonte eólica e FV) e cinco graus, além do ponto central e dos pontos axiais, que foi suficiente para criar um espaço experimental capaz de gerar dados para obter as funções com ajuste adequado, sem a necessidade de realizar extensos cálculos para estimar a produção média de energia. Na Tabela 4 é possível visualizar como ficou configurado o cenário experimental, gerado no **Passo 3**, para a realização do cálculo de y_1 e y_2 , em cada cidade.

Tabela 4- Cenários gerados pelo arranjo de misturas.

x_1 : Percentual referente à fonte eólica	100%	80%	60%	40%	20%	0%	50%	75%	25%
x_2 : Percentual referente à fonte FV	0%	20%	40%	60%	80%	100%	50%	25%	75%

Em seguida, foram calculadas as respostas y_1 e y_2 para cada configuração do arranjo para as doze cidades. Na Equação 46 está descrita a fórmula para o cálculo de y_1 , o cálculo para de y_2 foi realizado a partir da Equação 41. Os valores de 9,9 para coeficiente de x_1 e 0,63 para x_2 se referem à área, em km² ocupada por cada MW instalado de potência eólica e FV, e foram calculados a partir dos dados da Tabela 3.

$$\rho_{red} CO_2 = \frac{F_E \sum_{i=1}^n E_{pm}}{9,9x_1 + 0,63x_2} \quad (46)$$

sendo que:

F_E = fator de emissão (tCO₂/MWh);

E_{pm} = produção média mensal de energia (MWh);

$\rho_{red CO_2}$ = densidade de emissão reduzida de CO₂ ao ano (y_1), em tCO₂/km².

No **Passo 4**, a produção média anual de energia é determinante tanto para o cálculo de y_1 , quanto para y_2 . Com isso, inicialmente, é necessário estimar qual seria a produção anual de energia da usina em cada uma das cidades analisadas. A produção média anual de energia será equivalente à soma das parcelas da produção média de energia eólica e FV.

A parcela de energia potencial eólica é estimada a partir do produto entre a potência eólica estimada por meio da Equação 1, o número de horas de funcionamento dos aerogeradores da usina, equivalente a 8760 horas e as perdas devido à indisponibilidade e por questões técnicas no sistema de transmissão, iguais a 3% e 4%, respectivamente (COELBA,2013; COPEL, 2007), fazendo com que a disponibilidade da usina seja de 0,93.

Na Equação 47 é descrito o cálculo da produção anual referente à parcela eólica da usina.

$$E_{p_E} = \frac{8760 \times 0,93}{2} \rho A_r v^3 C_p \eta \quad (47)$$

sendo que:

E_{p_E} = energia potencial eólica (MWh).

Para estimar os cálculos da energia potencial eólica, para os cenários indicados na Tabela 4, utilizaram-se dados dos aerogeradores do fabricante Enercon, com potências equivalentes a 2 MW; 3 MW; 3,5 MW; 7,5 MW (ENERCON, 2015). Considerou-se para todos os cálculos, a densidade atmosférica normal (ρ) = 1,225 kg/m³, já as áreas varridas pelos rotores de cada um dos tipos de aerogeradores estão indicadas na Tabela 5:

Tabela 5- Área varrida pelo rotor em cada tipo de aerogerador.

Potência do aerogerador (MW)	Área varrida pelo rotor (m ²)
2 MW	5281
3 MW	10515,5
3,5 MW	8012
7,5 MW	12668

Para calcular a energia potencial eólica para cada parcela de x_1 indicado no arranjo da Tabela 4, foram definidas combinações de aerogeradores que permitissem alcançar a maior produção de energia eólica possível. Na Tabela 6 são listados os tipos e quantidade de aerogeradores para cada cenário de x_1 .

Tabela 6- Combinação de aerogeradores para cada cenário de potência eólica.

x_1	Combinação de aerogeradores
100% (30 MW)	10 aerogeradores de 3MW
80% (24 MW)	8 aerogeradores de 3MW
60% (18 MW)	6 aerogeradores de 3MW
40% (12 MW)	4 aerogeradores de 3MW
20% (6 MW)	2 aerogeradores de 3MW
0% (0 MW)	nenhum
50% (15 MW)	5 aerogeradores de 3MW
75% (22,5 MW)	5 aerogeradores 3MW e 1 aerogerador de 7,5 MW
25% (7,5 MW)	2 aerogeradores de 2MW e 1 aerogerador de 3,5 MW

Um detalhe importante referente ao cálculo da energia potencial eólica, observado por Custódio (2013), é o fato do C_P da turbina eólica variar de acordo com a velocidade do vento. Para adequar o valor do C_P de acordo com cada velocidade de vento coletada realizou-se uma regressão cúbica no *software Minitab®*. Foram elaboradas quatro equações de regressão, uma para cada diferente tamanho de aerogerador, a partir dos dados de C_P dos modelos dos aerogeradores para 21 velocidades de vento (0 a 20 m/s). Na Tabela 7 constam os dados utilizados para as regressões para cada um dos quatro tipos de aerogeradores.

A partir das regressões cúbicas foi possível obter as equações que correlacionam o C_P e as velocidades do vento. Os ajustes para as regressões referentes aos aerogeradores de 2 MW, 3 MW, 3,5 MW e 7,5 MW alcançaram um R^2_{adj} de 94,6%, 92,1%, 94,3% e 91,4%, respectivamente, considerados ajustes adequados baseado em Hair Jr. et al. (2014). Na Equações 48 a 51 são apresentadas as regressões feitas para os aerogeradores de 2 MW (Equação 48), 3 MW (Equação 49), 3,5 MW (Equação 50) e 7,5 MW (Equação 51):

$$C_{P_{2MW}} = -0,09843 + 0,1796v - 0,01668v^2 + 0,000406v^3 \quad (48)$$

$$C_{P_{3MW}} = -0,01092 + 0,1813v - 0,01782v^2 + 0,000406v^3 \quad (49)$$

$$C_{P_{3,5MW}} = -0,09513 + 0,1643v - 0,01451v^2 + 0,000336v^3 \quad (50)$$

$$C_{P_{7,5MW}} = -0,01073 + 0,1562v - 0,0125v^2 + 0,000261v^3 \quad (51)$$

Tabela 7- Dados utilizados para a regressão do C_p x velocidade de vento.

v	v^3	C_p (2MW)	C_p (3MW)	C_p (3,5MW)	C_p (7,5MW)
0	0	0,00	0,00	0,00	0,00
1	1	0,00	0,00	0,00	0,00
2	8	0,12	0,058	0,08	0,00
3	27	0,29	0,279	0,28	0,263
4	64	0,40	0,376	0,37	0,352
5	125	0,43	0,421	0,41	0,423
6	216	0,46	0,451	0,44	0,453
7	343	0,48	0,469	0,46	0,470
8	512	0,49	0,470	0,47	0,478
9	729	0,50	0,445	0,47	0,477
10	1000	0,49	0,401	0,46	0,483
11	1331	0,42	0,338	0,43	0,470
12	1728	0,35	0,270	0,38	0,429
13	2197	0,29	0,212	0,32	0,381
14	2744	0,23	0,170	0,26	0,329
15	3375	0,19	0,138	0,21	0,281
16	4096	0,15	0,114	0,17	0,236
17	4913	0,13	0,095	0,15	0,199
18	5832	0,11	0,080	0,12	0,168
19	6859	0,09	0,068	0,10	0,142
20	8000	0,08	0,058	0,09	0,122

Os dados de velocidade de vento foram obtidos pela base de dados coletados da NASA, e disponibilizadas em SWERA (2017). Entretanto, os dados de velocidades de vento divulgados são para uma altura de 10 m, sendo necessário realizar o ajuste para a altura média

alcançada pelo cubo dos aerogeradores. Para atualizar os valores de velocidade de vento para uma nova altura, utilizou-se o cálculo descrito na Equação 2.

Os valores para o coeficiente de rugosidade de cada cidade foram retirados do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, da CEPEL (2007). Em relação às alturas do cubo dos aerogeradores os valores são os seguintes: 135 m para os aerogeradores de 3 MW e 7,5 MW; 138 m para os de 2 MW; e 74 m para os de 3,5 MW.

Como se trata de uma usina eólico-FV considerou-se que os terrenos em que seriam instaladas as usinas teriam superfície plana e com vegetação rasteira, por ser o tipo de superfície mais apropriada para instalação de painéis FV. Para verificar a compatibilidade com o tipo de superfície, calculou-se o *wind shear* aproximado a partir da Equação 3, em sua forma modificada e reescrita na Equação 52:

$$\alpha = \frac{\ln(v_2) - \ln(v_1)}{\ln\left(\frac{h_2}{h_1}\right)} \quad (52)$$

Na Tabela 8 estão listados os coeficientes de rugosidade e *wind shear* encontrados para cada cidade. Nota-se que para todas as cidades, os valores de *wind shear* encontrados são compatíveis com o *wind shear* de uma superfície plana e rasteira, indicado na Tabela 2.

Tabela 8- Coeficiente de rugosidade e *wind shear* em cada cidade.

Cidades	z₀	α
Araripina-PE	0,05	0,16
Bragança Paulista-SP	0,5	0,23
Campo Grande-MS	0,1	0,17
Jundiaí-SP	0,5	0,23
Laguna-SC	0,05	0,16
Macau-RN	0,01	0,15
Mineiros-GO	0,1	0,17
Montes Claros-MG	0,25	0,23
Mossoró-RN	0,05	0,16
Parnaíba-PI	0,05	0,12
Rio Grande-RS	0,01	0,12
Xique-Xique-BA	0,5	0,25

Tabela 9- Velocidade média mensal de vento (m/s) por cidade em uma altura de 10 m.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Araripina-PE	5,26	5,38	5,12	5,18	5,18	5,28	5,56	6,33	6,70	6,58	6,04	5,66
Bragança Paulista-SP	3,45	3,33	3,45	3,17	3,20	3,12	3,25	3,47	3,88	4,13	4,18	4,05
Campo Grande-MS	4,45	4,26	4,24	4,39	4,52	4,97	5,36	5,06	5,12	4,94	4,84	4,35
Jundiaí-SP	3,83	3,71	3,80	3,58	3,62	3,54	3,72	4,03	4,50	4,58	4,55	4,43
Laguna-SC	4,65	4,70	4,59	4,62	5,00	5,01	5,33	5,36	5,62	5,23	5,18	4,97
Macau-RN	4,51	3,58	3,28	3,85	4,64	5,77	6,20	6,59	6,92	6,65	6,49	5,50
Mineiros-GO	5,07	5,00	4,77	4,78	5,09	5,75	6,06	5,66	5,33	5,33	5,35	4,78
Montes Claros-MG	4,11	4,38	4,09	4,38	4,43	4,36	4,71	4,14	4,14	4,48	4,49	4,44
Mossoró-RN	4,23	3,60	3,07	3,69	4,43	5,64	6,13	6,55	6,91	6,66	6,43	5,24
Parnaíba-PI	4,04	3,70	3,25	3,35	3,76	5,46	6,16	7,06	7,22	6,97	6,21	4,96
Rio Grande-RS	5,04	5,18	5,01	5,27	5,81	5,80	5,88	5,70	6,04	5,53	5,64	5,17
Xique-Xique-BA	3,94	4,25	4,00	4,34	4,59	4,75	5,07	4,98	4,98	4,81	4,49	4,10

Fonte: SWERA (2017).

Desta forma, resta apenas o cálculo da produção de energia FV para obter a produção média anual de energia. Para o cálculo da produção média anual de energia parcela referente à x_2 , utilizaram-se os dados de células FV, da Yingli Solar (2015), com as seguintes características: potência nominal da célula (P_{nom}) = 300 W; eficiência (η) = 15,50%; área (A) = 1,94 m²; coeficiente de perda por temperatura acima de 25°C (σ_T) = 0,42%/°C. Para o cenário com 100% de x_2 foi assumido o uso de 100.000 células FV, sendo que para os outros cenários, assumiu-se uma quantidade de células proporcionais à porcentagem de x_2 (% FV x 100000).

Os dados de irradiação solar mensal, conforme a latitude, e temperatura média (T) para cada cidade, também foram extraídos da base de dados do SWERA (2017) e estão ilustrados nas Tabelas 10 e 11.

Foram consideradas perdas de 25% na energia produzida, que de acordo com a ABINEE (2012) ocorrem devido a: sombreamentos; acúmulo de poeira nas células; perdas nos inversores; perdas por indisponibilidade; diferenças nas curvas características (tensão x corrente) dos módulos; perdas no cabeamento. Ainda foi descontada a perda decorrente ao aumento da temperatura acima dos 25°C (temperatura ambiente), calculada de maneira específica de acordo com a temperatura de cada cidade.

Tabela 10- Irradiação solar mensal (kWh/m²) em cada cidade.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Araripina-PE	5,26	5,32	5,06	5,26	5,41	5,62	5,89	6,55	6,71	6,49	6,03	5,68
Bragança Paulista-SP	5,09	5,13	5,24	5,49	5,01	5,01	5,23	5,83	5,29	5,46	5,51	5,57
Campo Grande-MS	5,29	5,27	5,32	5,41	4,90	4,75	5,20	5,57	5,35	5,43	5,60	5,79
Jundiá-SP	4,90	4,90	4,87	4,93	4,29	4,53	4,65	5,31	4,65	4,93	5,14	4,96
Laguna-SC	5,10	4,98	4,84	4,42	4,04	3,66	3,73	4,29	4,11	4,57	5,25	5,25
Macau-RN	5,80	5,81	5,44	5,26	5,25	5,01	5,34	5,94	6,30	6,48	6,36	6,09
Mineiros-GO	5,19	5,07	5,05	5,47	5,45	5,63	5,84	5,91	5,45	5,20	5,19	5,15
Montes Claros-MG	5,98	5,84	5,61	5,78	5,77	5,84	5,95	6,36	6,19	5,69	5,20	5,34
Mossoró-RN	5,75	5,79	5,44	5,42	5,41	5,26	5,59	6,21	6,48	6,54	6,31	6,04
Parnaíba-PI	5,71	5,25	4,84	5,05	5,60	5,96	6,33	6,92	7,19	7,24	6,91	6,49
Rio Grande-RS	5,71	5,29	4,89	4,32	3,76	3,20	3,52	3,89	4,50	4,92	5,51	5,77
Xique-Xique-BA	5,79	5,88	5,61	5,81	5,74	5,86	6,20	6,67	6,74	6,20	5,81	5,74

Fonte: SWERA (2017).

Tabela 11- Temperatura média mensal (°C) em cada cidade.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Araripina-PE	25,6	25,1	24,8	25,1	25,4	25,4	25,1	26,1	27,8	28,8	28,2	27,3
Bragança Paulista-SP	22,7	22,8	22,2	21,0	18,4	17,3	17,3	17,4	20,6	21,8	21,8	22,2
Campo Grande-MS	25,8	25,5	25,1	24,3	22,3	21,6	21,7	24,0	25,4	26,0	25,8	25,9
Jundiá-SP	23,8	24,0	23,2	22,2	19,8	18,8	18,5	19,8	20,7	21,9	22,5	23,3
Laguna-SC	23,9	24,3	23,8	22,3	20,0	18,7	17,8	18,1	18,5	19,8	21,3	22,9
Macau-RN	26,4	26,5	26,5	26,5	26,6	26,3	26,1	26,5	26,7	26,8	26,8	26,6
Mineiros-GO	24,1	24,1	23,9	23,8	22,7	22,4	23,1	25,1	26,3	25,6	24,4	24,2
Montes Claros-MG	24,6	25,3	24,5	24,0	22,6	21,1	20,9	22,1	24,6	25,2	24,3	23,9
Mossoró-RN	27,2	27,1	26,6	26,5	26,7	26,9	26,9	27,9	28,5	28,8	28,6	28,0
Parnaíba-PI	26,5	26,4	26,3	26,4	26,7	26,6	26,8	27,7	27,9	27,8	27,8	27,3
Rio Grande-RS	23,9	23,6	22,6	19,7	16,2	14,2	13,5	15,5	16,6	19,1	21,0	22,9
Xique-Xique-BA	25,4	25,7	25,6	26,2	26,0	24,8	24,4	25,4	27,5	27,8	26,3	25,5

Fonte: SWERA (2017).

Com todos os dados descritos, foi possível estimar a produção média anual de energia FV para usina híbrida, em cada cenário e para cada cidade. Na Equação 53 é ilustrado o cálculo da produção de energia FV, descrito na Equação 4, acrescentando as perdas.

$$E_{p_{FV}} = 0,75\eta I_m A (1 - \sigma_T \Delta T) \quad (53)$$

sendo que:

$E_{p_{FV}}$ = energia potencial FV (MWh);

σ_T = coeficiente de perda por temperatura (%/°C);

ΔT = diferença de temperatura, quando há temperaturas acima de 25°C.

Conforme indicado na Equação 54, agora é obtida a produção média anual de energia total, por meio da soma da energia eólica e FV calculada. A produção de energia para cada cenário em cada cidade é mostrada na Tabela 12.

$$E_{p_{total}} = E_{p_E} + E_{p_{FV}} \quad (54)$$

sendo que:

$E_{p_{total}}$ = energia produzida ao ano por uma usina eólica-FV.

Tabela 12- Produção de energia (MWh) para cada cenário em cada cidade.

	100% eólica	80% eólica 20% FV	75% eólica 25% FV	60% eólica 40% FV	50% eólica 50% FV	40% eólica 60% FV	25% eólica 75% FV	20% eólica 80% FV	100% FV
Araripina-PE	137560	119555	99359	101549	92546	83544	60020	65539	47533
Bragança Paulista- SP	63551	59654	50616	55757	53808	51860	43304	47962	44065
Campo Grande - MS	94159	83754	69862	73409	69121	63034	47637	52659	44083
Jundiá-SP	89211	79382	65996	69552	64637	59722	44785	49882	40062
Laguna-SC	98191	86040	71050	73889	67814	61738	44885	49887	37436
Macau-RN	101286	90500	90378	79713	86694	68927	53488	58141	47355
Mineiros-GO	126458	110083	91225	93708	85520	77332	55397	60957	44581
Montes Claros- MG	111894	99114	82503	86333	79943	73552	54967	60772	47992
Mossoró-RN	117807	103835	77638	89863	74610	75892	57000	61920	47948
Parnaíba-PI	96645	87373	73982	78102	73467	68831	55006	59561	50290
Rio Grande-RS	101547	88510	73387	76196	69858	63520	46296	50844	38169
Xique-Xique-BA	125528	110323	91860	95120	87518	79916	58427	64712	49508

A partir dos dados da produção, calculou-se inicialmente y_1 para cada cenário do arranjo experimental para cada uma das doze cidades. Para isso, foi aplicada a fórmula descrita na Equação 46, sendo que o valor para o fator de emissão adotado foi de 0,0817 tCO₂/MWh, equivalente ao fator de emissão anual divulgado pelo MCIT (2017).

Na Tabela 13 são elencados os valores de y_1 , obtidos para cada cenário e em cada cidade. Já o cálculo do y_2 será calculado por meio da Equação 41, e a partir do método mais tradicional utilizado para o cálculo desse elemento (SHORT, PACKKEY e HOLT, 1995).

Neste método são incluídos os custos totais que envolvem os gastos diretamente relacionados à produção de energia, são eles: desembolso com o investimento no projeto e custos com operação e manutenção (O&M). A produção de energia descontada equivale à garantia física estimada para cada cenário do arranjo de mistura, e utiliza-se uma taxa de desconto calculada a partir do método do WACC.

Tabela 13- Valores de y_1 (tCO₂/km²) para cada cenário e em cada cidade.

	100% eólica	80% eólica 20% FV	75% eólica 25% FV	60% eólica 40% FV	50% eólica 50% FV	40% eólica 60% FV	25% eólica 75% FV	20% eólica 80% FV	100% FV
Araripina-PE	3,784	4,047	3,569	4,467	4,787	5,245	5,546	7,185	20,547
Bragança Paulista- SP	1,748	2,019	1,818	2,452	2,783	3,256	4,001	5,258	19,048
Campo Grande - MS	2,590	2,836	2,503	3,229	3,575	3,957	4,401	5,773	19,956
Jundiaí-SP	2,454	2,687	2,370	3,059	3,343	3,750	4,138	5,470	17,318
Laguna-SC	2,701	2,912	2,552	3,250	3,508	3,876	4,147	5,436	16,183
Macau-RN	2,786	3,063	3,246	3,506	4,484	4,327	4,942	6,374	20,471
Mineiros-GO	3,479	3,726	3,276	4,124	4,424	4,855	5,118	6,683	19,271
Montes Claros- MG	3,078	3,355	2,963	3,797	4,135	4,618	5,054	6,663	20,746
Mossoró-RN	3,240	3,515	2,788	3,952	3,859	4,764	5,266	6,786	20,727
Parnaíba-PI	2,659	2,957	2,657	3,435	3,800	4,321	5,082	6,530	21,739
Rio Grande-RS	2,793	2,996	2,636	3,351	3,613	3,988	4,278	5,574	16,499
Xique-Xique-BA	3,453	3,734	3,300	4,184	4,527	5,017	5,398	7,095	21,401

Para obter o valor do investimento tanto para x_1 , quanto para x_2 , a partir dos dados da CCEE (2017), calculou-se a média do valor do investimento por potência instalada dos projetos de geração contratados no período entre 2014 e 2015, visto que ainda não havia disponíveis os valores para os projetos contratados após este período. O valor de investimento médio encontrado para a fonte eólica foi de R\$ 3.918.623,32 por MW instalado, já para a fonte FV o valor obtido foi equivalente a R\$ 4.795.304,68 por MW.

Cabe destacar que, segundo Custodio (2013), as parcelas do investimento em uma usina eólica são direcionadas para os seguintes gastos: 70% com aerogeradores; 15% com obras civis; 10% com conexão à rede; 5% projeto e administração. Para o investimento em uma usina FV, de acordo com ABINEE (2012) os gastos são discriminados da seguinte maneira: 54% com módulos e inversores; 18% com engenharia e conexão à rede; 18% com a instalação do sistema; e 10% com cabeamento e proteção. Para ambas as fontes, nota-se que a maior parte do gasto envolve a aquisição da tecnologia utilizada para a geração.

Em relação aos custos de O&M, o valor foi calculado com base no valor do investimento. A base de cálculo foi obtida a partir de Mudasser, Yiridoe e Corscadden (2013) e do estudo de Aquila et al. (2016), e equivale a 2% do valor do investimento total para uma usina eólica. Já para uma usina FV, os custos de O&M são iguais a 0,5% do investimento total (ABINEE, 2012).

Embora os custos de O&M possuam baixa relevância em relação ao investimento em projetos eólicos e FV, optou-se em mantê-lo no cálculo de y_2 , por se tratar de uma variável incluída no método tradicional para o cálculo de y_2 .

No cálculo da taxa de desconto, a partir do método do WACC, descrito na Seção 3.5, foram estimados os parâmetros a partir dos dados de Damodaran (2017). Para a estrutura de capital de uma empresa que investe em projetos de geração a partir de energia renovável adotou-se os valores de 63,55% para o percentual de capital de terceiros (D) e 36,45% para o percentual de capital próprio (E).

Em seguida, foram calculados os valores para do custo de capital de terceiros (k_d) e custo de capital próprio (k_e), sendo que para encontrar o k_d o cálculo foi feito pela Equação 39, com o valor de (r_f) sendo 2,73% ao ano, correspondente a média do rendimento dos títulos públicos dos EUA a 10 anos, durante o período de 29.09.2016 a 29.09.2017. Já os valores

para prêmio de risco de crédito (r_c) e prêmio de risco Brasil (r_b), são respectivamente: 3,37% ao ano e 2,62% ao ano, coletados a partir de ANEEL (2016). A partir desses dados, o valor de k_d encontrado foi de 8,72% ao ano.

Para o cálculo do custo de capital próprio (k_e) foi utilizado o modelo CAPM descrito na Equação 44. Os valores para r_f e r_b são os mesmos utilizados para o cálculo do k_d e o r_m adotado foi de 10,29% ao ano, baseado em ANEEL (2016). O beta alavancado (β) utilizado foi de 1,14, obtido a partir da tabela de Damodaran (2017). Por meio desses valores, o valor de k_e obtido foi de 13,97% ao ano.

Após obter os valores de k_d e k_e e a estrutura de capital, foi calculado o WACC adequado para uma empresa que atua com investimentos em geração a partir de FER. O cálculo foi feito a partir da Equação 38, com a alíquota de imposto de renda sendo igual a 34% ao ano.

No valor da taxa de desconto encontrado a partir do WACC ainda foi descontada a inflação americana de 2,41% ao ano, indicada pela ANEEL (2016). Com isso, o valor final da taxa de desconto obtida foi de 6,19% ao ano. Os valores dos parâmetros para o cálculo da taxa de desconto a partir do WACC são resumidos na Tabela 14.

Tabela 14- Parâmetros utilizados para o cálculo do WACC.

Parâmetro	Valor	Fonte
D	63,55%	Damodaran (2017)
E	36,45%	Damodaran (2017)
r_f	2,73% ao ano	U.S Department of Treasury (2017)
r_c	3,37% ao ano	ANEEL (2016)
r_b	2,62% ao ano	ANEEL (2016)
r_m	10,29% ao ano	ANEEL (2016)
β	1,14	Damodaran (2017)
k_d	8,72% ao ano	Equação 39
k_e	13,97% ao ano	Equação 44
Inflação EUA	2,41% ao ano	ANEEL (2016)

Com os dados de produção média anual de energia, gastos com investimentos, custos O&M, financiamento e taxa de desconto foi possível calcular o y_2 de cada cenário para cada

cidade, a partir da Equação 41. Na Tabela 15 constam os valores de y_2 para cada cenário em cada cidade.

Finalmente, a partir dos valores de y_1 e y_2 obtidos para todos os cenários em cada cidade, no **Passo 5** foi possível estimar as funções objetivo a partir de regressões quadráticas. Vale destacar que, para as funções objetivo de y_1 de cada cidade, foram incluídos mais dois termos que aumentaram aproximadamente em 20% o R^2_{adj} dos modelos. Na Equação 55 é descrito o modelo com a inclusão dos termos.

$$E(y) = \sum_{i=1}^q \beta_i x_i + \sum_{i<j}^q \beta_{ij} x_i x_j + \sum_{i<j}^q \beta_{ij(i-j)} x_i x_j (x_i - x_j) + \sum_{i<j}^q \beta_{ij(i-j)^2} x_i x_j (x_i - x_j)^2 \quad (55)$$

Tabela 15- Valores de y_2 (R\$/MWh) para cada cenário e em cada cidade.

	100% eólica	80% eólica 20% FV	75% eólica 25% FV	60% eólica 40% FV	50% eólica 50% FV	40% eólica 60% FV	25% eólica 75% FV	20% eólica 80% FV	100% FV
Araripina-PE	92,75	107,89	130,16	128,39	141,63	157,72	221,28	203,18	283,07
Bragança Paulista- SP	200,77	216,22	255,51	233,83	243,89	254,09	306,70	277,64	305,35
Campo Grande - MS	135,50	153,95	185,60	177,60	189,63	209,04	278,81	252,87	305,23
Jundiá-SP	175,67	191,84	229,07	212,58	225,31	240,14	312,81	278,57	335,86
Laguna-SC	129,94	160,42	197,63	200,92	226,61	257,37	371,44	341,47	480,18
Macau-RN	125,97	142,52	143,10	163,55	151,19	191,17	248,30	229,03	284,14
Mineiros-GO	100,89	117,17	141,77	139,13	153,26	170,39	239,75	218,45	301,82
Montes Claros-MG	114,03	130,14	156,76	151,01	163,96	179,15	242,82	219,12	280,37
Mossoró-RN	108,30	124,22	166,58	145,08	175,68	173,63	233,01	215,06	280,63
Parnaíba-PI	132,02	147,62	174,81	166,93	178,41	191,44	241,45	223,57	267,56
Rio Grande-RS	125,65	145,73	176,23	171,11	187,63	207,44	286,88	261,90	352,53
Xique-Xique-BA	101,64	116,91	140,79	137,06	149,77	164,88	227,31	205,78	271,78

Apesar de até aqui terem sido descritos apenas os Passos de 1 a 5 para encontrar as funções objetivo, já é possível realizar algumas observações. A primeira é observada a partir

das Tabelas 13 e 15, que para cenários com 75% e 25% de x_1 , o y_2 foi superior aos cenários de 80% e 20%, e para a maioria das cidades y_1 foi inferior em relação aos mesmos cenários.

Os cenários com 75% e 25% de x_1 são justamente os que são configurados com aerogeradores diferentes, ou seja, com C_p e alturas de cubo distintas. Isso indica que as características dos aerogeradores presentes na instalação, e o percentual de x_1 instalado em cada cenário influenciam nas variáveis de saída do projeto de geração eólico-FV.

Outro importante ponto pode ser observado a partir das funções objetivo que foram modeladas por meio do *software Minitab*® e que estão elencadas nas Tabelas 16 e 17, junto com os respectivos R^2 adj (no Apêndice A constam as Figuras que ilustram a forma das Equações para cada cidade). Nota-se que as funções obtidas por meio das regressões possuem coeficientes diferentes de uma cidade para outra, com isso constata-se que foi possível determinar as funções objetivo específicas para cidades, com diferentes potenciais eólicos e FV.

Tabela 16- Função objetivo para y_1 em cada cidade.

Cidade	R^2 adj	y_1
Araripina-PE	99,34%	$3,83x_1+20,53x_2-29,49x_1x_2+33,98x_1x_2(x_1-x_2)-36,85 x_1x_2(x_1-x_2)^2$ (56)
Bragança Paulista-SP	99,65%	$1,79x_1+19,02x_2-30,32x_1x_2+34,73x_1x_2(x_1-x_2)-35,25 x_1x_2(x_1-x_2)^2$ (57)
Campo Grande-MS	99,51%	$2,64x_1+19,03x_2-29,01x_1x_2+33,85x_1x_2(x_1-x_2)-36,07 x_1x_2(x_1-x_2)^2$ (58)
Jundiá-SP	99,48%	$2,49x_1+17,30x_2-26,12x_1x_2+30,10x_1x_2(x_1-x_2)-31,80 x_1x_2(x_1-x_2)^2$ (59)
Laguna-SC	99,38%	$2,74x_1+16,16x_2-23,71x_1x_2+27,32x_1x_2(x_1-x_2)-29,43 x_1x_2(x_1-x_2)^2$ (60)
Macau-RN	99,52%	$2,83x_1+20,45x_2-29,92x_1x_2+36,78x_1x_2(x_1-x_2)-38,45x_1x_2(x_1-x_2)^2$ (61)
Mineiros-GO	99,33%	$3,52x_1+19,25x_2-27,79x_1x_2+32,06x_1x_2(x_1-x_2)-34,79x_1x_2(x_1-x_2)^2$ (62)
Montes Claros-MG	99,47%	$3,13x_1+20,72x_2-31,05x_1x_2+35,80x_1x_2(x_1-x_2)-37,95x_1x_2(x_1-x_2)^2$ (63)
Mossoró-RN	99,19%	$3,29x_1+20,70x_2-31,46x_1x_2+34,45x_1x_2(x_1-x_2)-36,02x_1x_2(x_1-x_2)^2$ (64)
Parnaíba-PI	99,61%	$2,71x_1+21,70x_2-33,46x_1x_2+38,26x_1x_2(x_1-x_2)-38,26x_1x_2(x_1-x_2)^2$ (65)
Rio Grande-RS	99,40%	$2,83x_1+16,48x_2-24,10x_1x_2+27,70x_1x_2(x_1-x_2)-29,97x_1x_2(x_1-x_2)^2$ (66)
Xique-Xique-BA	99,42%	$3,50x_1+21,38x_2-31,46x_1x_2+36,42x_1x_2(x_1-x_2)-38,93 x_1x_2(x_1-x_2)^2$ (67)

Tabela 17- Função objetivo para y_2 em cada cidade.

Cidade	R ² adj	y_2
Araripina-PE	95,58%	$98,97x_1 + 208,14x_2 - 168,35x_1x_2$ (68)
Bragança Paulista-SP	76,82%	$204,60x_1 + 308,29x_2 - 10,04x_1x_2$ (69)
Campo Grande-MS	91,37%	$138,76x_1 + 309,45x_2 - 89,71x_1x_2$ (70)
Jundiaí-SP	86,67%	$180,56x_1 + 337,91x_2 - 92,10x_1x_2$ (71)
Laguna-SC	96,37%	$139,26x_1 + 476,77x_2 - 284,84x_1x_2$ (72)
Macau-RN	93,11%	$126,95x_1 + 289,49x_2 - 136,85x_1x_2$ (73)
Mineiros-GO	95,16%	$107,24x_1 + 299,32x_2 - 173,25x_1x_2$ (74)
Montes Claros-MG	93,06%	$118,28x_1 + 280,94x_2 - 111,67x_1x_2$ (75)
Mossoró-RN	90,15%	$115,27x_1 + 267,33x_2 - 98,24x_1x_2$ (76)
Parnaíba-PI	92,22%	$135,58x_1 + 268,51x_2 - 66,40x_1x_2$ (77)
Rio Grande-RS	94,70%	$132,80x_1 + 350,48x_2 - 182,23x_1x_2$ (78)
Xique-Xique-BA	94,17%	$106,29x_1 + 271,31x_2 - 128,61x_1x_2$ (79)

Também é possível observar que, no cenário com 100% de x_1 , a cidade de Araripina-PE foi o local onde apresentou o maior y_1 e o menor y_2 , já a cidade de Bragança Paulista-SP foi a que apresentou menor y_1 e maior y_2 . No cenário com 100% de x_2 , a cidade de Parnaíba-PI foi onde a usina apresentou o maior y_1 e o menor y_2 , enquanto o menor y_1 e maior y_2 foram encontradas em Laguna-SC.

5.2 Otimização do projeto de geração híbrida eólico-fotovoltaico a partir do *Normal Boundary Intersection* e seleção do ponto ideal na fronteira de Pareto

Após serem obtidas as funções objetivo para cada cidade, no **Passo 6** ocorre a resolução do problema multiobjetivo por meio do NBI. Desta forma, é montada a matriz *payoff*, conforme indicado na Equação 26, a partir dos valores de utopia e pseudo-*nadir* de cada função objetivo. Em seguida, é possível resolver o problema de otimização com a formulação do NBI, apresentada na Equação 35.

Com isso, foi construída a fronteira de Pareto equiespaçada com os pesos variando com um incremento de 0,05, e em seguida no **Passo 7**, a partir da Equação 39, calculou-se a razão da entropia dos valores de x e o EPG, com a finalidade de identificar a melhor solução

Pareto-ótima para cada cidade. Sendo assim, foi possível identificar a configuração ótima da usina em cada cidade, conforme ilustrado nas Figuras 29, 30 e 31.

Os resultados obtidos na otimização revelam a capacidade do modelo em indicar a configuração ótima de acordo com o potencial eólico e FV de cada cidade. A maioria das cidades apresentaram, na configuração ótima, diferentes percentuais de potência eólica e FV, além de garantias físicas e valores de y_1 e y_2 distintos.

Observa-se que a cidade de Araripina-PE é o local onde a usina apresentou o menor y_2 e maior y_1 , o que confirma o potencial da cidade para receber projetos de geração eólico-FV. Também é possível confirmar que Bragança Paulista-SP é a cidade em que a usina teria o maior y_2 e menor y_1 , sendo o local menos recomendado para receber o projeto.

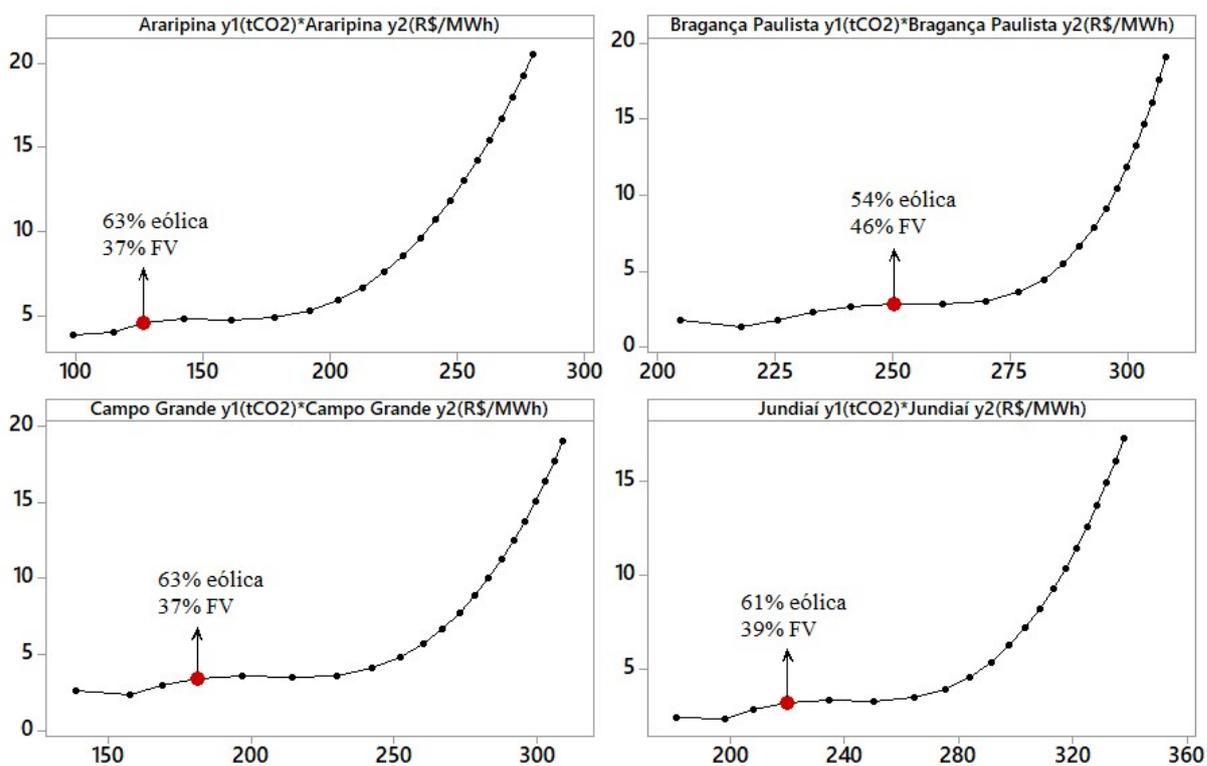


Figura 29- Fronteira de Pareto em Araripina, Bragança Paulista, Campo Grande e Jundiá.

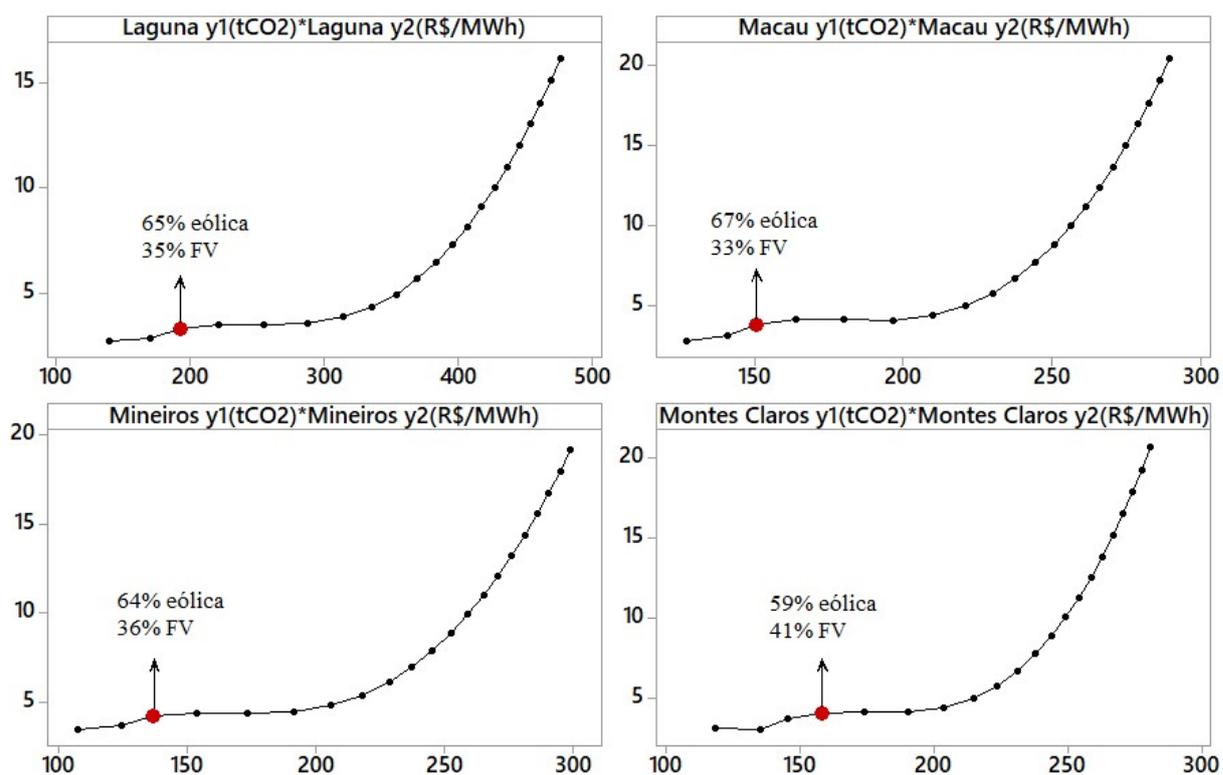


Figura 30- Fronteira de Pareto em Laguna, Macau, Mineiros e Montes Claros.

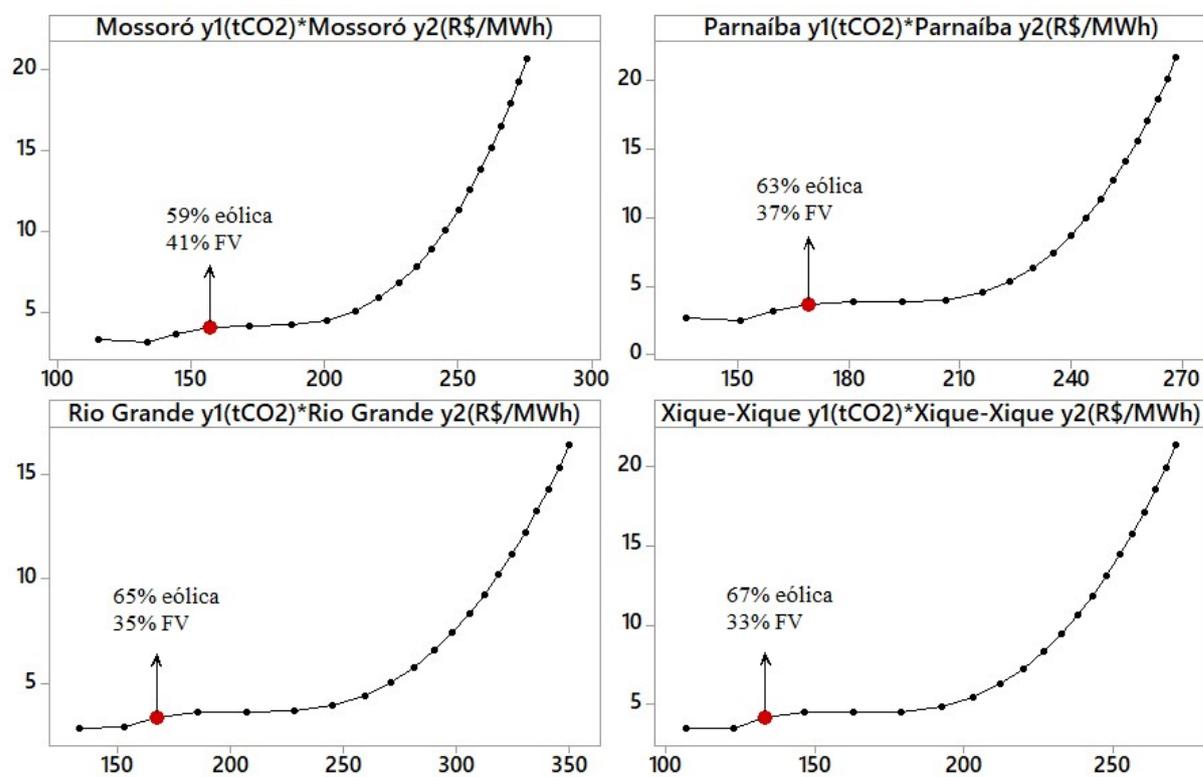


Figura 31- Fronteira de Pareto em Mossoró, Parnaíba, Rio Grande e Xique-Xique.

Em relação às configurações ótimas entre cidades, é importante destacar que a solução mais adequada nem sempre corresponde a uma solução que indica a mesma importância para as funções objetivo.

Em Araripina-PE, por exemplo, a configuração ótima está em um ponto da fronteira, cujo peso do objetivo para maximizar y_1 é 10%, enquanto o da minimização do y_2 é 90%. Já em Jundiá-SP, a melhor solução ótima está no ponto em que o peso para maximização de y_1 é de 15%, enquanto para a minimização de y_2 o peso é de 85%.

Na Tabela 18 são descritos os resultados de y_1 e y_2 , os pesos para cada função objetivo no ponto com a melhor solução Pareto-ótima, sendo que w_1 é o peso para a função de y_1 e w_2 o peso para a função do y_2 . Também é descrito na Tabela 18, a razão entre y_1/ y_2 que possibilita ordenar as cidades em que y_1 é maximizado por um menor custo.

Tabela 18- Peso das funções objetivo no ponto de configuração ótima da usina.

Cidades	w_1	w_2	y_1	y_2	y_1/y_2
Araripina-PE	10%	90%	4,61	126,74	0,0364
Xique-Xique-BA	10%	90%	4,19	132,92	0,0316
Mineiros-GO	10%	90%	4,09	136,96	0,0310
Montes Claros-MG	15%	85%	3,72	158,14	0,0259
Mossoró-RN	15%	85%	4,02	156,82	0,0257
Macau-RN	10%	90%	3,80	150,47	0,0253
Parnaíba-PI	15%	85%	3,63	169,04	0,0214
Rio Grande-RS	10%	90%	3,40	167,31	0,0203
Campo Grande-MS	15%	85%	3,44	181,49	0,0189
Laguna-SC	10%	90%	3,30	192,55	0,0172
Jundiá-SP	15%	85%	3,26	219,66	0,0148
Bragança Paulista-SP	25%	75%	2,82	250,26	0,0113

Por meio da razão entre y_1/ y_2 nota-se que a cidade de Araripina-PE é o local em que é possível evitar uma quantidade maior de emissão de CO₂ por área (tCO₂/km²), com o menor LCOE (R\$/MWh). Ou seja, é nessa cidade em que se é possível maximizar um benefício socioambiental, tendo um menor custo. Seguido de Araripina-PE, as cidades de Xique Xique-BA e Mineiros-GO apresentam os melhores resultados, sendo que todas as cidades da região Nordeste apresentam maior razão entre y_1/ y_2 , do que as cidades de outras regiões do país, exceto Mineiros-GO e Montes Claros-MG.

Conforme visto na seção 4.2, a garantia física do projeto eólico-FV é definida, apenas depois de encontrar a configuração do percentual de potência eólica e FV na otimização.

Dessa forma, não é possível comparar os resultados deste estudo com *softwares* comerciais e os modelos voltados para sistemas isolados existentes na literatura.

A partir do critério utilizado para encontrar a melhor solução Pareto-ótima, a composição das usinas fica em torno de 54 a 67% para a fonte eólica e 33 a 46% para a FV. A garantia física, que neste estudo é representada pela produção média anual de energia da usina eólico-FV, em sua configuração ótima, pode ser obtida a partir de y_1 encontrado pelo modelo de otimização. Para isso, basta multiplicar y_1 encontrado, pela área ocupada pela usina eólico-FV em sua configuração ótima, e em seguida, dividi-la pelo fator de emissão utilizado. A operação é descrita na Equação 80.

$$\sum E_{pm} = \frac{\rho_{red} CO_2 (9,9x_1 + 0,63x_2)}{F_E} \quad (80)$$

Na Tabela 19 é possível averiguar a produção média anual de energia da usina em sua configuração ótima, para todas as cidades.

Tabela 19- Projeção do montante anual de energia a ser produzido em cada cidade.

Cidades	$\sum E_{pm}$ (MWh)
Araripina-PE	109596,34
Bragança Paulista-SP	57919,00
Campo Grande-MS	81148,82
Jundiaí-SP	75442,01
Laguna-SC	80789,15
Macau-RN	95312,81
Mineiros-GO	101600,98
Montes Claros-MG	91502,32
Mossoró-RN	90812,84
Parnaíba-PI	86408,88
Rio Grande-RS	83199,62
Xique-Xique-BA	104636,48

Embora o percentual das fontes em cada cidade esteja em um patamar parecido, observa-se pela Tabela 19, uma clara diferença em relação ao nível de produção de energia que pode ser garantido entre a maioria das cidades. O nível de percentual parecido para a composição do projeto (54% a 67% de x_1 e 33% a 46% de x_2) em cada cidade pode ser justificado pelo uso da entropia na métrica que determina a escolha da melhor solução Pareto-ótima. Como a medida da entropia está relacionada à diversificação, o uso dela na métrica contribui para que a melhor solução Pareto-ótima seja um ponto em que exista alguma diversificação entre as fontes.

Entretanto, quando analisamos a garantia máxima que a usina é capaz de produzir em cada cidade, o nível é bastante diferente, o que reitera que o modelo é capaz de identificar uma configuração ótima e nível de produção de energia compatível com o potencial eólico e solar de cada local.

Outro importante ponto a ser destacado, diz respeito aos resultados de configuração ótima para as cidades Mineiros-GO e Montes Claros-MG, que estão localizadas em regiões que ainda não possuem projetos de geração de energia eólica e FV. A cidade de Mineiros-GO apresentou o segundo maior nível de y_1 e o terceiro menor valor de y_2 , ou seja, superior a algumas cidades da região Nordeste que recebem a maioria dos projetos eólicos e FV, e do que a cidade de Rio Grande-RS, localizada em um estado que já possui usinas eólicas instaladas.

Ainda vale ressaltar, que se fosse comparado apenas às respostas de y_1 e y_2 na maioria dos cenários indicados no arranjo, a cidade de Mineiros-GO ainda estaria atrás de Xique-Xique-BA em relação ao nível de y_1 , entretanto quando analisada a configuração ótima, indicada pela razão da entropia com o EPG, Mineiros-GO apresenta melhor resultado para y_1 .

A cidade de Montes Claros, localizada no norte de Minas Gerais, apresentou resultados para y_1 e y_2 superior à cidade de Parnaíba, que já abriga projetos de geração eólica. Esse resultado revela o potencial do Brasil em relação ao aproveitamento de energia eólica e FV em regiões ainda não exploradas e a importância dos projetos de geração eólico-FV para aproveitar esse potencial de forma racional.

Já nas cidades de Jundiá e Bragança Paulista foram os locais onde foram encontrados os piores resultados. Entretanto, caso seja alterado o peso para funções objetivo essas cidades deixam de ser as com piores resultados, conforme é possível observar na Figura 31.

Nota-se pela Figura 31, que quando os pesos para cada função objetivo são alterados, a escolha de qual projeto de geração deve ser contratado também muda. Caso fosse dada uma importância maior que 50% para a y_1 , a cidade de Bragança Paulista-SP deixaria de ser a pior opção para a instalação da usina, passando a ser Laguna-SC o pior local. O mesmo ocorre com a ordem do melhor local para a instalação do projeto, com um peso em torno de 65% para a função de y_1 , onde nota-se que a cidade de Xique-Xique-BA passa a ser o melhor local para instalar a usina, sendo Araripina-PE inclusive, também superada por Parnaíba-PI.

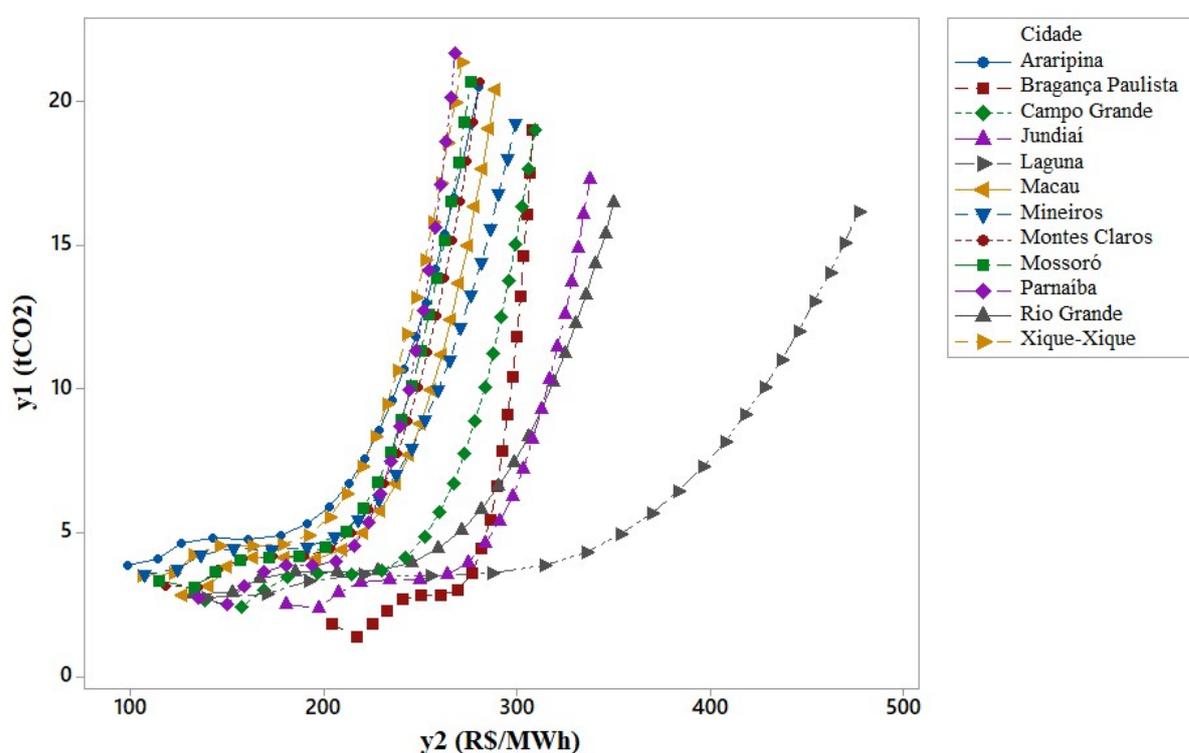


Figura 32- Fronteiras de Pareto de todas as cidades analisadas.

Em problemas de otimização multiobjetivo, é pertinente adotar como método *a posteriori* para identificação da melhor solução Pareto-ótimo, uma métrica que esteja alinhada aos interesses dos decisores. No caso analisado, o método *a posteriori* para identificar a configuração ótima buscou por meio da entropia de Shannon, levar em consideração o objetivo do país em buscar diversificar a matriz energética e o EPG para avaliar a distância das soluções ótimas para aos pontos de utopia, que correspondem aos valores ótimos individuais de cada objetivo considerado no problema de otimização.

Entretanto, em aplicações práticas os decisores também podem determinar outros critérios que podem ser tanto a partir de métodos quantitativos, quanto subjetivos. Caso, por exemplo, o governo tenha necessidade de priorizar os aspectos socioambientais, pode-se adotar algum critério voltado para a priorização deste objetivo. O mesmo pode ser feito, em caso de necessidade de redução de custos na contratação dos projetos, valorizando o objetivo de redução do LCOE.

Um aspecto importante a ser destacado, é a importância do NBI para tornar possível a aplicação de uma metodologia para selecionar a melhor configuração ótima. O NBI permite que a construção da fronteira de Pareto de forma equiespaçada, independente do incremento utilizado para os pesos das funções. O uso de outro método de otimização poderia gerar falhas na construção da fronteira e prejudicar o processo de seleção da melhor configuração ótima.

A Figura 31 também revela algumas curiosidades sobre o potencial eólico e solar entre as cidades. Algumas cidades que são próximas uma da outra apresentaram configurações ótimas e potências completamente distintos para geração eólico-FV. Jundiaí e Bragança Paulista, por exemplo, são cidades quase vizinhas, entretanto percebe-se na Figura 31 que na configuração do projeto com 100% de potência eólica instalada, Jundiaí apresenta resultado bem superior a Bragança Paulista e, portanto, um potencial eólico maior. Já quando é analisado o projeto com 100% de potência FV, Bragança Paulista supera Jundiaí, revelando um potencial para fonte FV superior.

Outra constatação interessante é que ao se comparar os resultados entre Macau e Mossoró, que também são cidades próximas. Quando se analisa a usina com configurações puras, ou seja, 100% com potência eólica e 100% com potência FV, Mossoró apresenta resultados superiores a Macau, tanto para y_1 , quanto para y_2 . Entretanto quando se analisa a configuração ótima, Macau apresenta resultado superior a Mossoró para y_1 , além de uma média de produção de energia maior. Esse resultado revela que em um local, a qual para um projeto com configuração pura possui resultados inferiores a outro, para determinados objetivos e nível de garantia máxima de fornecimento de energia, pode se tornar mais interessante quando o projeto passa a utilizar as duas fontes combinadas com uma configuração ótima.

Pode-se considerar que a metodologia proposta se mostrou capaz de contribuir com a tomada de decisão na contratação de projetos eólico-FV. A partir do modelo foi possível

encontrar a configuração ótima tanto dos percentuais de potência eólica e FV instaladas, quanto às respostas para y_1 e y_2 , levando em consideração o potencial eólico e solar específico de cada local. Ainda vale destacar, que o uso de cada ferramenta utilizada na construção da metodologia foi determinante para alcançar os resultados, e podem ser aplicadas em situações práticas.

5.3 Preço mínimo para a viabilidade do projeto híbrido com a configuração ótima em cada cidade

Após terem sido obtidas as configurações ótimas de uma usina eólico-FV para as cidades analisadas, o último passo será analisar qual o menor preço que viabilizaria o projeto em cada local. Esse cálculo também permite ranquear as cidades analisadas mais aptas a receberem um projeto eólico-FV, identificando o local mais rentável para a instalação do projeto eólico-FV e comparar o preço de venda da energia produzida pelo projeto híbrido com o de usinas eólica e FV na forma não-híbrida.

Para encontrar o preço mínimo que a energia deve ser vendida, basta considerar um VPL nulo, que corresponde ao retorno mínimo em que se deve considerar a construção da usina, calculado a partir do fluxo de caixa descontado. Para tanto, utilizou-se o método que calcula o valor presente dos fluxos de caixa dos acionistas.

De acordo com Damodaran (1997), neste método deve ser calculado os fluxos de caixa após a dedução de todas as despesas, necessidades de reinvestimentos, obrigações fiscais e pagamentos de juros e principal, e descontá-las pelo k_e . Nesse caso utilizou-se um k_e de 11,29%, equivalente ao k_e listado na Tabela 14 descontado da inflação.

Os valores de entrada do fluxo de caixa se referem à: receita de venda de energia, resultante do produto do preço de venda com o volume de produção, em cada cidade, definido a partir da garantia física e descritos na Tabela 19; e uma liberação de empréstimo, adquirida no financiamento da construção da usina.

Já as saídas de caixa envolvem os seguintes gastos: investimento com a construção da usina; encargos setoriais, representados pela TFSEE, taxas pagas ao ONS e a CCEE, além da TUSD ou TUST; custos de O&M; gastos com arrendamento de terra; despesas com seguro; prestação, representada pela soma da amortização e juros do financiamento; pagamento do

PIS/Cofins e do IRPJ/CSLL nas condições de regime de tributação por lucro presumido, descritas na seção 3.5.

No Quadro 3 é ilustrado a estrutura do fluxo de caixa para a usina eólico-FV no regime de tributação por lucro presumido.

Quadro 3- Estrutura do fluxo de caixa para o projeto no lucro presumido.

Receita bruta
(-) Pagamento de PIS/Cofins
Receita Líquida
(-) Encargos setoriais
(-) Custos O&M
(-) Despesas administrativas e com seguros
(-) Despesas com juros
Lucro Antes do IRPJ e CSLL
(-) IRPJ
(-) CSLL
Lucro Líquido após IRPJ e CSLL
(-) Amortizações
(-) Investimentos
(+) Liberação de financiamento
Fluxo de Caixa

Exceto para a energia produzida, em todas as cidades, foram utilizadas a mesma base de cálculo para as demais variáveis. Para o valor de investimento, foi considerada a mesma referência aplicada no cálculo do LCOE, ou seja, R\$ 3.918.623,32, por MW de potência eólica instalada e R\$ 4.795.304,68 por MW de capacidade de energia FV instalada.

Para os custos de O&M, também foram utilizadas as mesmas referências que no cálculo do LCOE, sendo os custos O&M da parte eólica correspondente a 2% do investimento na instalação eólica, na fração FV o valor é equivalente a 0,5% do investimento na geração FV.

Quanto aos encargos setoriais, conforme indicado pela ABINEE (2012) foram considerados os valores de R\$ 0,47 por kW instalado para a taxa ONS, e a base de R\$ 0,07 por MWh produzido em média pela usina, para a taxa paga à CCEE. A TFSEE corresponde

ao produto de 0,4% da potência nominal da usina com um valor denominado como benefício econômico anual (AQUILA et al., 2016; AQUILA et al., 2017b), cujo valor adotado foi de R\$ 639,06, conforme indicado por ANEEL (2017). Para a TUSD, foi considerado o valor de R\$ 2,29 por kW de potência instalada, extraído de COPEL (2007), e que já inclui o desconto de 50% dado para usinas com potência igual ou superior a 30 MW.

Os outros gastos existentes para a usina eólico-FV se referem ao custo do arrendamento de terra e as despesas com seguros. Em relação ao valor do arrendamento, foi calculado um valor base em R\$/km², a partir do valor indicado em Aquila et al. (2016) para o arrendamento de uma usina eólica e do espaço de terra ocupado pelo projeto, descrito em Ramanathan (2001), com isso obteve-se que o gasto com arrendamento corresponde a um valor de R\$ 69,73 por km² ocupado pela usina eólico-FV. Já para a despesa com seguros foi utilizado o valor de 0,3% do investimento, extraído de COPEL (2007).

Para o cálculo da taxa de juros do financiamento considerou-se a TLP do mês maio 2018 (4,47% ao ano) somada com a remuneração exigida pelo BNDES (1,3% ao ano para eólica e 0,9% ao ano para FV) e o risco de crédito de 3,37% ao ano, baseado em ANEEL (2016). Em seguida descontou-se a taxa de inflação de 2,68% ao mês, referente ao índice IPCA para os dois meses antecedentes de maio de 2018. As demais condições de financiamento para cada parcela eólica e FV da usina são as mesmas descritas na seção 3.5, e estão resumidas na Tabela 20.

Tabela 20- Condições de financiamento para a usina eólico-FV.

	Parcela eólica	Parcela FV
% Financiada	70%	80%
Prazo de Amortização	16 anos	20 anos
Carência	6 meses após início da operação	6 meses após início da operação
Taxa de juros sem inflação	6,41% ao ano	6,02% ao ano

Os valores dos tributos PIS/Cofins e do IRPJ/CSLL foram calculados a partir das alíquotas definidas para o regime de tributação pelo lucro presumido, que estão resumidos na Tabela 21.

Tabela 21- Alíquotas dos tributos pagos pela usina eólico-FV.

Tributo	Alíquota
PIS	0,65% da receita bruta
Cofins	3% da receita bruta
IRPJ	25% sobre os 8% da receita bruta, para faturamento acima de R\$ 240.000,00 ao ano
CSLL	9% sobre 12% da receita bruta

Na Tabela 22 está indicado o *ranking* a partir do preço mínimo, destacado em negrito, para viabilizar a usina em cada cidade. Também estão listados na Tabela 22, os preços mínimos que viabilizariam um projeto com as configurações puras 100% eólica e 100% FV, nas doze cidades, e a diferença em percentual em relação ao preço mínimo que viabilizaria a usina eólica-FV, com a configuração ótima.

Tabela 22- *Ranking* das cidades a partir do preço mínimo para a viabilidade da usina.

Posição	Cidades	Preço mínimo (usina eólica)	Preço mínimo (usina eólica-FV)	Preço mínimo (usina FV)
1º	Araripina-PE	R\$/MWh 118,45 (- 21%)	R\$/MWh 149,36	R\$/MWh 339,88 (+ 128%)
2º	Xique-Xique-BA	R\$/MWh 129,58 (- 17%)	R\$/MWh 156,55	R\$/MWh 326,36 (+ 108%)
3º	Mineiros-GO	R\$/MWh 128,81 (- 20%)	R\$/MWh 161,13	R\$/MWh 362,37 (+ 125%)
4º	Macau-RN	R\$/MWh 160,62 (- 7%)	R\$/MWh 171,88	R\$/MWh 341,20 (+ 98%)
5º	Montes Claros-MG	R\$/MWh 145,18 (- 19%)	R\$/MWh 178,72	R\$/MWh 336,69 (+ 88%)
6º	Mossoró-RN	R\$/MWh 137,81 (- 23%)	R\$/MWh 180,10	R\$/MWh 337,09 (+ 87%)
7º	Parnaíba-PI	R\$/MWh 167,59 (- 12%)	R\$/MWh 189,43	R\$/MWh 321,43 (+ 70%)
8º	Rio Grande-RS	R\$/MWh 160,27 (- 19%)	R\$/MWh 196,91	R\$/MWh 423,28 (+ 115%)
9º	Campo Grande-MS	R\$/MWh 172,16 (- 15%)	R\$/MWh 201,67	R\$/MWh 366,92 (+ 82%)
10º	Laguna-SC	R\$/MWh 165,68 (- 18%)	R\$/MWh 202,68	R\$/MWh 431,46 (+113%)
11º	Jundiaí-SP	R\$/MWh 181,94 (- 16%)	R\$/MWh 216,86	R\$/MWh 403,34 (+ 86%)
12º	Bragança Paulista-SP	R\$/MWh 253,29 (- 9%)	R\$/MWh 278,76	R\$/MWh 366,87 (+ 32%)

Nota-se que as cidades localizadas na região Nordeste apresentam boa competitividade para abrigar projetos eólico-FV. Esse resultado já era esperado, dado que na região das cidades nordestinas analisadas já existem usinas eólica e FV. Já as cidades do estado de São Paulo apresentaram a menor competitividade frente às outras cidades analisadas.

Os resultados para preço mínimo também servem para reiterar sobre o potencial eólico e solar para algumas regiões do país, a partir dos dados considerados. A cidade de Mineiros-GO apresentou um resultado de preço mínimo mais favorável do que várias cidades nordestinas, além dela, Montes Claros-MG mostrou potencial de competitividade. Esse fato destaca ainda mais que no Brasil ainda existem regiões a serem exploradas no que diz respeito à produção de energia eólica e FV.

Entretanto, é importante destacar que como não foram diferenciados os valores de investimento para cada local, dependendo de onde for escolhida a instalação da usina, do poder de barganha junto à fornecedores de equipamentos e da facilidade de conexão, a ordem entre as cidades poderia ter sido diferente. Além disso, o preço mínimo foi calculado a partir da configuração ótima da usina encontrada a partir da razão entre entropia e EPG.

Caso fosse utilizado outro critério para identificar a configuração ótima o ranqueamento poderia ser outro. Ou seja, dependendo destas circunstâncias, cidades como Laguna-SC, Rio Grande-RS e Parnaíba-PI, por exemplo, podem ser bons locais para instalação de empreendimentos eólico-FV. Isso torna ainda mais evidente o potencial brasileiro para o aproveitamento das duas fontes combinadas em diferentes regiões do país.

No que se refere à comparação do preço mínimo para usina híbrida com os preços mínimos da usina em configurações puras, já era esperado que preço para a usina híbrida fosse mais próximo do preço da fonte eólica. Isso se deve ao fato de que as configurações ótimas para as cidades estão em pontos, onde o peso para o objetivo de minimização do LCOE é maior.

Entretanto, exceto na cidade de Bragança Paulista-SP, em todas as cidades o preço mínimo para viabilizar a usina híbrida foi menor que preço médio da fonte eólica, equivalente a R\$/MWh 203,46, no 8º LER realizado em novembro 2015, ocorrido no período compatível ao que foi coletado os valores de investimento. Com isso, é possível inferir que a contratação de usinas eólica-FV, com configurações ótimas, pode ser uma alternativa viável e benéfica. Além de otimizar os aspectos socioambientais e econômicos, esse tipo de geração fornece a possibilidade de manter ativa simultaneamente a indústria eólica e FV, reduzindo a insegurança quanto a falta de demanda, dos agentes envolvidos nas duas cadeias produtivas.

6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

6.1 Considerações finais

Com o crescimento da energia eólica na matriz energética brasileira, e o início da contratação de energia FV em leilões no Brasil, a configuração de projetos híbridos conectados a rede, utilizando as duas fontes tem sido uma alternativa considerada por investidores e órgãos reguladores do SEB. Entretanto, devido à inexistência de critérios específicos para a contratação de projetos eólico-FV, este estudo teve como objetivo contribuir com um primeiro modelo capaz de orientar o processo de contratação deste tipo de projeto.

O intuito da metodologia desenvolvida foi levar em consideração aspectos socioambientais e financeiros, relacionados às vantagens e desvantagens associadas às fontes eólica e FV. Desta maneira, sugeriram-se como objetivos do modelo: a maximização da densidade de emissão reduzida e a minimização do LCOE.

Para a construção da metodologia desenvolvida, foram propostos alguns passos que utilizaram diferentes ferramentas. O arranjo de misturas permitiu a construção de cenários para gerar as funções objetivo, sem a necessidade de realizar extensos cálculos para a estimativa de produção de energia. Os cálculos para o dimensionamento da produção de energia permitiram encontrar a produção média anual para calcular a densidade de emissão reduzida e o LCOE. O método de otimização a partir do NBI foi fundamental para obter uma fronteira de Pareto equiespaçada, que permitisse a aplicação da medida pautada na razão da entropia com o EPG para seleção do melhor ponto Pareto-ótimo.

No modelo apresentado, tanto a densidade de emissão reduzida, quanto o LCOE dependiam unicamente da produção anual de energia estimada em cada local analisado, visto que não foram discriminados valores para as outras variáveis entre as cidades. Desta forma, pode-se concluir que a metodologia proposta foi capaz de identificar a fração ótima de potência eólica e FV, que leva a diferentes níveis de garantia física, além dos diferentes níveis de resposta para a densidade de emissão reduzida e LCOE, para cada cidade analisada.

Vale destacar, a importância do critério de escolha para a melhor solução Pareto-ótima, sendo que no presente estudo foi proposta uma medida que levasse em consideração

tanto a necessidade de diversificar a matriz energética, quanto uma medida de erro associada à distância das soluções Pareto-ótimas com a linha de utopia. Ou seja, a métrica utilizada como o método *a posteriori* para identificação da melhor solução ótima está relacionada aos interesses dos decisores, o que é relevante quando se trata na resolução de problemas multiobjetivo.

A partir dos resultados da aplicação da metodologia, também foi possível observar que no Brasil, mesmo entre cidades próximas podem existir diferenças significativas para o potencial eólico e solar, como no caso da comparação entre Bragança Paulista e Jundiá. Também foi observado que mesmo entre cidades próximas, um projeto de geração que utiliza apenas uma das fontes pode ser mais interessante de ser instalados em um local. Entretanto, quando se aproveitam as duas fontes simultaneamente, o outro local, antes menos interessante, pode ser o mais apto em receber o projeto híbrido.

O valor do preço mínimo encontrado para cada cidade, permitiu analisar com maior clareza em quais locais o projeto eólico-FV seria mais competitivo e compará-lo com o preço de energia das usinas na forma não-híbrida. Entretanto, o ranqueamento das cidades obtidos pelo valor do preço mínimo pode ser alterado caso sejam modificados valores de investimentos e o critério de escolha da melhor solução Pareto-ótima.

Por fim, porém não menos importante, vale salientar que o aproveitamento da geração híbrida a partir das fontes eólica e FV ainda está em fase inicial no Brasil. Portanto, se faz necessário o desenvolvimento e a discussão sobre modelos matemáticos e políticas que orientem a melhor forma de explorar esse tipo de geração, cujo potencial no país é imenso.

6.2 Recomendações para trabalhos futuros

Na presente pesquisa, foi visto que o mercado para as fontes eólica e FV estão em expansão. Diante disso, novas pesquisas relacionadas ao planejamento energético voltado para o aproveitamento destas fontes são oportunas. Com isso, algumas suposições e ideias para trabalhos futuros podem ser direcionadas para os seguintes tópicos:

- Aplicação da metodologia proposta neste estudo, para analisar contratação de projetos eólico-FV construídos *off-shore*;
- Estudos com a utilização de outros métodos para a escolha da melhor solução Pareto-ótima fornecida pelo NBI;

- Novos modelos multiobjetivo voltados para problemas de planejamento energético, que consideram outras variáveis de resposta, como o valor agregado do consumidor e o valor agregado do investidor;
- Desenvolvimento de um modelo multiobjetivo introduzindo um índice de complementariedade entre a energia eólica e energia FV para atendimento de uma curva de carga e/ou de armazenamento;
- Uso da Teoria das Opções Reais, para avaliar o retorno financeiro de projetos de geração eólico-FV, considerando a opção de expansão;
- Desenvolvimento de novos modelos de programação multiobjetivo voltados a projetos híbridos conectados a rede, que utilizam outras fontes de energia e sistemas de armazenamento, como baterias;
- Aplicação da programação multiobjetivo para auxiliar na identificação do ponto de conexão ideal para possíveis usinas participantes de leilões no Brasil, para garantir a viabilidade de serem conectadas ao SIN, considerando variáveis de entrada e saída relacionadas à parte técnica do projeto;
- Construção de um modelo multiobjetivo que determine uma garantia física ideal para o projeto, incorporando a incerteza na produção da energia, otimizando a produção média e a respectiva dispersão, e o preço mínimo para viabilizar o investidor, garantindo a viabilidade do projeto;
- Análise para tomada de decisão em investimento de projetos eólico-FV utilizando ferramentas de risco.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDOMOULEH, Z.; ALAMMARI, R.A.M; GASTLI, A. Review of policies encouraging energy integration & best practices. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, v. 45, p.246–62, 2015.

ABEEÓLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica. **Dados Mensais – Março 2017**, 2017. Disponível em: < <http://www.abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2017/03/Dados-Mensais-ABEEolica-03.2017.pdf>>. Acesso em: 14 de abril de 2017.

ABEEÓLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica. **Dados Mensais – Janeiro 2016**, 2016. Disponível em: < <http://www.abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2016/08/Boletim-de-Dados-ABEEolica-Janeiro-2016-Publico.pdf>>. Acesso em: 14 de abril de 2017.

ABEEÓLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica. **Boletim anual de geração eólica - 2017**, 2018. Disponível em:< <http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2018/04/Boletim-Anual-de-Generacao-2017.pdf>>. Acesso em: 19 de julho de 2018.

ABEEÓLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica. **Boletim anual de geração eólica - 2015**, 2015. Disponível em:< http://www.abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2016/08/Abeeolica_BOLETIM-2015_low.pdf>. Acesso em: 14 de abril de 2017.

ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Brasileira**, Brasília: ABINEE, 2012.

ABOLHOSSEINI, S.; HESHMATI, A. The main support mechanisms to finance renewable energy development. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, v.40, p.876–85, 2014.

ADEYEMO, J. A.; OLOFINTOYE, O. O. Evaluation of combined Pareto multiobjective differential evolution on tuneable problems. **International Journal of Simulation Modelling**, v. 13, n. 3, p. 276-287, 2014.

AGHAEI, J.; AKBARI, M.A.; ROOSTA, A.; BAHARVANDI, A. Multiobjective generation expansion planning considering power system adequacy. **Electric Power System Research**, v.102, p.8-19, 2013.

AGHAEI, J.; AKBARI, M.A.; ROOSTA, A.; GITIZADEH, M.; NIKNAM, T. Integrated renewable–conventional generation expansion planning using multiobjective framework. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v.6, p.773-784, 2012.

AGHAEI, J.; AMJADY, N.; SHAYANFAR, H.A. Multi-objective electricity market clearing considering dynamic security by lexicographic optimization and augmented epsilon constraint method. **Applied Soft Computing**, v.11, p.3846-3858, 2011.

AQUILA, G., ROCHA, L.C.S, ROTELA JUNIOR, P., PAMPLONA, E.O., QUEIROZ, A.R., PAIVA, A.P. Wind power generation: An impact analysis of incentive strategies for cleaner energy provision in Brazil. **Journal of Cleaner Production**, v.p.137, 1100-1108, 2016.

AQUILA, G.; PAMPLONA, E.O.; QUEIROZ, A.R.; ROTELA JR., P.; NUNES, M.F. An overview of incentive policies for the expansion of renewable energy generation in electricity power systems and the Brazilian experience. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, v.70, p.1090-1098, 2017a.

AQUILA, G.; ROTELA JR..P.;PAMPLONA, E.O.; QUEIROZ, A.R. Wind power feasibility analysis under uncertainty in the Brazilian electricity market. **Energy Economics**, v.65, p.127-136, 2017b.

AQUILA, G. **Análise do impacto dos programas de incentivos para viabilizar economicamente o uso de fontes de energia renovável**. 2015, 152p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI, Itajubá.

AHMADI, A.; KAYMANESH, A.; SIANO, P.; JANGHORBANI, M.; NEZHAD, A.E.; SARNO, D. Evaluating the effectiveness of normal boundary intersection method for short-term environmental/economic hydrothermal self-scheduling. **Electric Power Systems Research**, v.123, p.192-204, 2015.

AHMADI, A.; AHMADI, M.R; NEZHAD, E.A. A lexicographic optimization and augmented ϵ -constraint technique for short-term environmental/economic combined heat and power scheduling. **Electric Power Components and Systems**. v.42, p. 945–958, 2014.

AMARANTE, O. A. C. **Atlas Eólico: Minas Gerais**. Belo Horizonte: CEMIG, 2010.

AMARANTE, O. A. C.; SCHULTZ, D. J. Wind Energy Resource Map of the State of Paraná, Brazil. **Dewi Magazin**, n.15, p.70-75, ago. 1999.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Matriz de Energia Elétrica**, 2019.
Disponível em: <
<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>>.
Acesso em: 20 de fevereiro de 2019.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Despacho nº88, de Janeiro de 2017**.
Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp2017088ti.pdf>>. Acesso em: 15 de abril de 2017.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica no 33 /2016–SGT/ANEEL**, 2016. Disponível em:<
http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2016/005/documento/ntecnica_33_sgt_ap_caiua.pdf>. Acesso em: 01 de dezembro de 2016.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução normatiava nº 482/2012, de 17 de abril de 2012**. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resolu%C3%A7%C3%A3o%20Normativa%20482,%20de%202012%20-%20bip-junho-2012.pdf>>. Acesso em: 08 de fevereiro de 2019.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3ªed, Brasília: ANEEL, 2008, 236p.

ARAUJO, M.S.M; FREITAS, M.A.V. Acceptance of renewable energy innovation in Brazil-case study of wind energy. **Renewable Energy and Sustainable Reviews**, v.12, p.584-591, 2008.

ARNOLD, U.; YILDIZ, Ö. Economic risk analysis of decentralized renewable energy infrastructures e A Monte Carlo Simulation approach. **Renewable Energy**, v. 77, p. 227-239, 2015.

AYOUB, N.; YUJI, N. Governmental intervention approaches to promote renewable energies – Special emphasis on Japanese feed-in tariff. **Energy Policy**, v.43, p.191-201, 2012.

BALATBAT, M.C.A; FINDLAY, E.; CARMICHAEL, D.G. Performance Risk Associated with Renewable Energy CDM Projects. *Journal of Management in Engineers*, v.28, n.1, p.51-58, 2012.

BARIL, C.; YACOUT, S. e CLÉMENT, B. Design for Six Sigma through collaborative multiobjective optimization. **Computers & Industrial Engineering**, v. 60, n. 1, p. 43-55, 2011.

BAYOD-RUJÚLA, A.A. Future development of the electricity systems with distributed generation. **Energy**, v.34, p.377-383, 2009.

BECKER, B.; FISCHER, D. Promoting renewable electricity generation in emerging economies. **Energy Policy**, v.56, p.446-455, 2013.

BERTRAND, J, FRANSOO, J. Operations management research methodologies using quantitative modeling. **International Journal of Operations & Production Management**, v. 22, n. 2, 2002.

BOOMSA, T.K.; MEADE, N.; FLETEN, S.E. Renewable energy investments under different support schemes: A real option approach. *European Journal of Operational Research*, v.220, p.225-237, 2012.

BORENSTEIN, S. The Private and Public Economics of Renewable Electricity Generation. **Journal of Economic Perspectives**, v.26, p.67-92, 2012.

BOYD, E.; HULTMAN, N.; ROBERTS, J.T; CORBERA, E.; COLE, J.; BOZMOSKI, A.; EBELING, J.; TIPPMAN, R.; MANN, P.; BROWN, K.; LIVERMAN, D.M. Reforming the

CDM for sustainable development: lessons learned and policy futures. **Environmental Science & Policy**, v.12, p.820-831, 2009.

BRANKER, K.; PATHAK, M.J.M.; PEARCE, J.M. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. **Renewable Energy and Sustainable Reviews**, v.15, p.4470-4482, 2011.

BRIGHAM, E.F; HOUSTON, J.F. **Fundamentals of Financial Management**. 11ed. Florence, KY: Cengage Learning, 2007.

BROWER, M. **Wind resource assessment: A practical guide to developing a wind project**. Hoboken, New Jersey: Wiley, 290p., 2012.

BUCKMAN, G. The effectiveness of Renewable Portfolio Standard banding and carve-outs in supporting high-cost types of renewable electricity. **Energy Policy**, v.29, p.4105-4114, 2011.

BÜSGEN, U.; DÜRRSCHMIDT, W. The expansion of electricity generation from renewable energies in Germany: A review based on the Renewable Energy Sources Act Progress Report 2007 and the new Germany feed-in legislation. **Energy Policy**, v.37, p.2536-2545, 2009.

CASTRO-SANTOS, L.; FILGUEIRA-VELOZO, A.; CARRAL-COUCE, L.; FORMOSO, J.A.F. Economic feasibility of floating offshore wind farms. **Energy**, v.112, p.868-882, 2016.

CCEE. **Visão Geral das Operações**. 94p, 2010.

CCEE. **Cálculo do desconto aplicado a TUSD/TUST**, 2016. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/039/resultado/15_-_calculado_do_desconto_aplicado_%C3%A0_tusdtust_2016.1.pdf>. Acesso em: 08 de junho de 2017.

CCEE. **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – O que fazemos: Leilões**, 2017. Disponível em:<http://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes?_afLoop=5547777042548#%40%3F_afLoop%3D5547777042548%26_adf.ctrl-state%3Dp6tr9dqjl_112>.

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**, 2001. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/index.php?task=livro&cid=1>> . Acesso em: 14 de abril de 2017.

CHARNES, A.; COOPER, W. W. **Management Models and Industrial Applications of Linear Programming**. v.1. New York: John Wiley & Sons, Inc., 1961.

CHUNG, C.A. **Simulation modeling handbook: a practical approach**. Florida: CRC Press, 2004.

COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia. **Atlas do Potencial Eólico do Estado da Bahia**, 2013.

CONFAZ - Conselho Nacional de Política Fazendária. **Convênio ICMS, de 18 de julho de 2016**, 2016. Disponível em: <
https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2016/cv075_16>. Acesso em: 14 de abril de 2017.

COPEL - Companhia Paranaense de Energia. **Manual de avaliação técnico-econômica de empreendimentos eólico-elétricos**. Curitiba: LACTEC, 2007. 104p.

CORNELL, J. **Experiments with mixtures: designs, models, and the analysis of mixture data**. 3 ed. New York: John Wiley & Sons, 2002, 649 p.

COSTA, C.V.; LA ROVERE, E. ASSMANN, E. Technological innovation policies to promote renewable energies: Lessons from the European experience for the Brazilian case. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 12, p.65-90, 2008.

COUTURE, T.D; GAGNON, Y. An analysis of feed-in tariff remunerations models: Implications for renewable energy investment. **Energy Policy**, v.38, p.955-065, 2010.

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Energia Eólica: Princípios e Tecnologia**, 2008.

CRUZ, S.S.; PAULINO, S.; PAIVA, D. Verification of outcomes from carbon market under the clean development mechanism (CDM) projects in landfills. **Journal of Cleaner Production**, v.142, p.145-156, 2017.

CUSTÓDIO, R. S. **Energia Eólica para a Produção de Energia Elétrica**. 2ªed. Rio de Janeiro: Synergia, 2013. 319p.

DALBEM, M.C. **Análise de Investimentos em Energia Eólica no Brasil**. Tese de doutorado em Administração de Empresas. PUC-RJ. Rio de Janeiro. 2007.

DAMODARAN, A. **Betas by sector (US)**. March 2017. Disponível em: <
http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html>. Acesso em: 25 fev. 2017.

DARGHOUT, N.R.; WISER, R.H.; BARBOSE, G.; MILLS, A.D. Net metering and market feedback loops: Exploring the impact of retail rate design on distributed PV deployment. **Applied Energy**, v.162, p.713-722, 2016.

DAS, I.; DENNIS, J. E. Normal boundary intersection: A new method for generating the Pareto surface in nonlinear multicriteria optimization problems. **SIAM Journal on Optimization**, v.8, n.3, 631-657, 1998.

DAS, I.; DENNIS, J. E. A closer look at drawbacks of minimizing weighted sums of objectives for Pareto set generation in multicriteria optimization problems. **Structural Optimization**, v. 14, n. 1, p. 63-69, 1997.

DÁVI, G.A; MARTÍN-CAMAÑO, E.; RÜTHER, R.; SOLANO, J. Energy performance evaluation of a net plus-energy residential building with grid-connected photovoltaic system in Brazil. **Energy Buildings**, v.120, p.19-29, 2016.

DAVIS, W., MARTIN, M. Optimal year-round operation for methane production from CO₂ and water using wind and/or solar energy. **Journal of Cleaner Production**, v.80, p.252-261, 2014.

DE JONG P, SANCHEZ A, ESQUERRE K, KALID R, TORRES E. Solar and wind energy production in relation to the electricity load curve and hydroelectricity in the northeast region of Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.23, p.526–35, 2013.

DEL RÍO, P. Ten years of renewable electricity policies in Spain: An analysis of successive feed-in reforms. **Energy Policy**, v.36, p.2917-2929, 2008.

DEL RÍO, P. The dynamic efficiency of feed-in tariffs: The impact of different design elements. **Energy Policy**, v.41, p.139-151, 2012.

DEL RÍO, P; LINARES, P. Back to the future? Rethinking auctions for renewable electricity support. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, v.35, p.42-56, 2014.

DIAS, M.A.G. **Análise de Investimentos com Opções Reais: Teoria e prática com aplicação em petróleo e outros setores. Volume 1: Conceitos básicos e Opções Reais em tempo discreto.** 1.ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2014.

DONG, C.G. Feed-in tariff vs. renewable portfolio standard: An empirical test of their relative effectiveness in promoting wind capacity development. **Energy Policy**, v.42, p.476-485, 2012.

DUFO-LÓPEZ, R.; BERNAL-AGUSTÍN, J.L. A comparative assessment of net metering and net billing policies. Study cases for Spain. **Energy**, v.84, p.684-694, 2015.

DUTRA, R.M; SZKLO, A.S. Incentive policies for promoting wind power production in Brazil: Scenarios for the Alternative Energy Sources Incentive Program (PROINFA) under the New Brazilian electric power sector regulation. **Renewable Energy**, v.33, p.65-76, 2008.

EDENHOFER, O.; HIRTH, L.; KNOPF, B.; PAHLE, M.; SCHLÖMER, S.; SCHMID, E.; UECKERDT, F. On the economics of renewable energy sources. **Energy Economics**, v.40, p.512-523, 2013.

EIA – U.S Energy Information Administration. **International Energy Outlook 2016.** 290p., 2016.

EID, C., GUILLÉN, J.R., MARÍN, P.F., HAKVOORT, R. The economic effect of electricity net-metering with solar PV: Consequences for network cost recovery, cross subsidies and policy objectives. **Energy Policy**, v.75, p.244-254, 2014.

ENERCON. **Linha de produtos Enercon**, 2015. Disponível em: <http://www.wobben.com.br/fileadmin/user_upload/ec_product_br.pdf>. Acesso em: 08 de junho de 2017.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Leilões**, 2019. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes>>. Acesso em: 20 de fevereiro de 2019.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Estudos de Planejamento da Expansão de Geração: Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento**. 31pp. Rio de Janeiro, 2018.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Estudos de Planejamento da Expansão de Geração: Avaliação de geração de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas**. 36pp. Rio de Janeiro, 2017.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Nota Técnica DEA: Estudos da eficiência energética - Consumo de energia no Brasil: Análises setoriais**, 116pp, Rio de Janeiro, 2014.

ERNST & YOUNG. **Global wealth and asset management industry outlook**. 32p., 2008.

ERTÜRK, M. The evaluation of feed in tariff regulation of Turkey for onshore wind energy based on the economic analysis. **Energy Policy**, v.45, p.359-367, 2012.

ESKELINEN, P.; MIETTINEN, K. Trade-off analysis approach for interactive nonlinear multiobjective optimization. **OR Spectrum**, v. 34, p. 803-816, 2011.

EYRE, N. Energy saving in market reform – The feed-in tariffs option. **Energy Policy**,

FADIGAS, E.A.F.A. **Energia Eólica**, Manole, 285p., 2011.

FAGGIANI, R.; BARQUÍN, J.; HAKVOORT, R. Risk based assessment of the cost efficiency and the effectivity of renewable energy support schemes: Certificate markets versus feed-in tariffs. **Energy Policy**, v.55, p.648-661, 2013.

FANG, S.-C.; RAJASEKERA, J. R.; TSAO, H.-S. J. **Entropy optimization and mathematical programming**. Boston: Kluwer Academic Publishers, 1997.

FARIA, E., BARROSO, L.A., KELMAN, R., GRANVILLE, S., PEREIRA, M.V. Allocation of firm-energy rights among hydro plants: an Aumann-Shapley approach. **IEEE Transaction Power System**. v.24, n.2, p.541-551, 2009.

FONSECA, M. N. ; PAMPLONA, E. O. ; QUEIROZ, A. R. ; VALERIO, V. E. M. ; AQUILA, G. ; SILVA, S. R. . Multi-objective optimization applied for designing hybrid power generation systems in isolated networks. **Solar Energy**, v. 161, p. 207-219, 2018.

FOUQUET, D.; JOHANSSON, T.B. European renewable energy policy at crossroads—focus on electricity support mechanisms. **Energy Policy**, v.36, p.4079–4092, 2008.

FUSS, S.; SZOLGAYOVÁ, J.; KHABAROV, N.; OBERSTEINER, M. Renewables and climate change mitigation: Irreversible energy investment under uncertainty and portfolio effects. **Energy Policy**, v.40, p.59-68, 2012.

GARCÍA-ALVAREZ, M.T; MARIZ-PÉREZ, R.M. Analysis of the success of feed-in tariff for renewable energy promotion mechanism in the EU: lessons from Germany and Spain. **Procedia Social and Behavioral Sciences**, v.65, p.52-57, 2012.

GAWEL, E.; LEHMANN, P.; PURKUS, A.; SÖDERHOLM, P.; WITTE, K. Rationales for technology-specific RES support and their relevance for German policy. **Energy Policy**, v.102, p.16-26, 2017.

GITMAN, L.J. **Princípios de Administração Financeira**. 12^a Ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2010.

GOLDEMBERG, J. News and Views: Perspectives for Nuclear Energy in Brazil After Fukushima. **Brazilian Journal of Physics**, v.41, p.103-106, 2011.

GOMES, J.H.F. **Método dos polinômios canônicos de misturas para otimização multi-objetivo**. Tese de doutorado em Engenharia de Produção. Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). Itajubá, 2013.

GWEC - Global Wind Energy Council. **Global Figures – Interactive Map**, 2017. Disponível em: < <http://www.gwec.net/global-figures/interactive-map/>>

HAIR JR., J. F.; BLACK, W. C.; BABIN, B. J.; ANDERSON, R. E. **Multivariate Data Analysis**. 7th edition. London: Pearson, 2014. 734.

HASS, R.; PANZER, C.; RESCH, G.; RAGWITZ, M.; RECCE, G.; HELD, A. A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energysources in EU countries. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, v.15, p.1003-1034, 2011.

HOLDERMANN, C.; KISSEL, J.; BEIGEL, J. Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors. **Energy Policy**, v.67, p.612-617, 2014.

HOLM, D. Renewable Energy for the Developing World. **The International Solar Energy Society**, 2005.

HUANG, H. Z.; GU, Y. K.; DU, X. An interactive fuzzy multi-objective optimization method for engineering design. **Engineering Applications of Artificial Intelligence**, v.19, n.5, p.451-460, 2006.

HUENTELER, J. International support for feed-in tariffs for developing countries – A review and analysis of proposed mechanisms. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 39, p.857-873, 2014.

IBÁÑES-FORÉS, V.; BOVEA, M. D.; PÉREZ-BELIS, V. A holistic review of applied methodologies for assessing and selecting the optimal technological alternative from a sustainability perspective. **Journal of Cleaner Production**, v.70, p.259-281, 2014.

IEDI; GVCES. Políticas para a promoção da economia verde. **Instituto de Estudos para o Desenvolvimento Industrial**, 2011.

IRENA – International Renewable Energy Agency. **Data and Statistics**, 2018. Disponível em: < <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/> >. Acesso em: 19 de julho de 2018.

IRENA – International Renewable Energy Agency. **Renewable Power Generation Costs in 2014**, 2015.

IZADBAKHS, M.; GANDOMKAR, M.; REZVANI, A.; AHMADI, A. Short-term resource scheduling of a renewable energy based micro grid. **Renewable Energy**, v.75, p.598-606, 2015.

JACOBS, D.; MARZOLF, N.; PAREDES, J. R.; RICKERSON, W.; BECKER-BIRCK, C.; SOLANO-PERALTA, M. Analysis of renewable energy incentives in the Latin America and Caribbean region: The feed in tariff case. **Energy Policy**, v.60, p.601-610, 2013.

JACOBSSON, S.; LAUBER, V. The politics and policy of energy system transformation – explaining the German diffusion of renewable energy technology. **Energy Policy**, v.34, p.256-276, 2006.

JAHN, J.; KLOSE, J.; MERKEL, A. On the application of a method of reference point approximation to bicriterial optimization problems in chemical engineering. In: OETTLI, W.; PALLASCHKE, D. (orgs.). **Advances in optimization**, pp. 478-491. Berlin, Heidelberg, New York: Springer, 1991.

JANUZZI, G.M.; MELO, C.A. Grid-connected photovoltaic in Brazil: Policies and potential impacts for 2030. **Energy for Sustainable Development**, v.17, p.40-46, 2013

JARDIM, C.S; SALAMONI, I., RUTHER, R.; KNOB, P.; DINIZ, A.S.C. O potencial dos sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica em áreas urbanas: dois estudos de caso. In: **Encontro de Energia no Meio Rural**, n.3, 2004, Campinas. Proceedings online. Disponível

em:<http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC0000000022004000200029&lng=en&nrm=iso>.

JENNER, S.; GROBA, F.; INDVIK, J. Assessing the strength and effectiveness of renewable electricity in feed-in tariffs in European Union countries. **Energy Policy**, v.52, p.385-401, 2013.

JOHNSON, B.E. Modelling energy technology choices. Which investment analysis tools are appropriate? **Energy Policy**, v.22, p.877–883, 1994.

JOSKOW, P.L. Comparing the costs of intermittent and dispatchable electricity generating technologies. **American Economic Review**, v.101,p.238-241, 2011.

JUÁREZ, A.A.; ARAÚJO, A.M.; ROHATGI, J.S.; FILHO, O.D.Q.O. Development of the wind power in Brazil: Political, social and technical issues. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, v.39, p.828-834, 2014.

KAABECHE, A.; BELHAMEL, M.; IBTIOUEN, R. Sizing optimization of grid-independent hybrid photovoltaic/wind Power generation system. **Energy**, v.36, p.1214-1222, 2011.

KAMOUN,A.; CHAABOUNI, M.; SERGENT, M.;PHAN-TAN-LUU, R. Mixture design applied to the formulation of hydrotropes for liquid detergents, **Chemometrics Intelligent Laboratory System**, v.63, p. 69–79, 2002.

KANNAN,S.; SLOCHANAL, S.M.R; PADHY, N.P. Application and comparison of metaheuristic techniques to generation expansion planning problem, **IEEE Transactions on Power Systems**, v.20, p.466–475, 2005.

KISSEL, J.M.; KRAUTER, S.C.W. Adaptations of renewable energy policies to unstable macroeconomic situations - Case study: Wind power in Brazil. **Energy Policy**, v.34, p.3591-3598, 2006.

KLEIN, A., HELD, A., RAGWITZ, M., RESCH, G., FABER, T. Evaluation of Different Feed-in Tariff Design Options: Best Practice Paper for the International Feed-in Cooperation. **Energy Economics Group & Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research**, Alemanha, 2008.

KOSKI, J. Multicriteria truss optimization. In: STADLER, W. (org.). **Multicriteria optimization in engineering and in the sciences**, pp. 263-307. New York: Plenum Press, 1988.

LEE, K.M; GILMORE, D.F. Formulation and process modeling of biopolymer (polyhydroxyalkanoates: PHAs) production from industrial wastes by novel crossed experimental design. **Process Biochemistry**, v.40, p. 229–246, 2005

LEHR, U.; NITSCH, J.; KRATZAT, M.; LUTZ, C.; EDLER, D. Renewable energy and employment in Germany. **Energy Policy**, v.36, p.108-117, 2008.

LI, C.-B.; LU, G.-S.; WU, S. The investment risk analysis of wind power project in China. **Renewable Energy**, v. 50, p. 481-487, 2013.

LIM, X.L; LAM, W.L; HASHIM, R. Feasibility of marine renewable energy to the Feed-in Tariff system in Malaysia. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, v.49, p.708-719, 2015.

LIMA, L.A.; FILHO, C.R.B. Wind energy assessment and wind farm simulation in Triunfo e Pernambuco, Brazil. **Renewable Energy**, v.35, p.2705-2713, 2010.

LIPP, J. Lessons for effective renewable electricity policy from Denmark, Germany and the United Kingdom. **Energy Policy**, v.35, p.5481-5495, 2007.

MABEE, W.E; MANNION, J.; CARPENTER, T. Comparing the feed-in tariff incentive for renewable electricity in Ontario and Germany. **Energy Policy**, v.40, p.480-489, 2012.

MARTINS, R.; MELLO, C.H.; TURRIONI, J. B. **Guia para elaboração de Monografia e TCC em Engenharia de Produção**. São Paulo: Atlas, 2014.

MARTINS, D.E.C; SEIFFERT, M.E.B; DZIEDZIC M. The importance of clean development mechanism for small hydro power plants. **Renewable Energy**, v.60, p.643-647, 2013.

MARTINS, F.R.; PEREIRA, E.B. Enhancing information for solar and wind energy technology deployment in Brazil. **Energy Policy**, v.39, p.4378-4390, 2011.

MASTROPIETRO, P.; BATLE, C., BARROSO, L.A., RODILLA, P. Electricity auctions in South America: towards convergence of system adequacy on RES-E support. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, v.40, p.375–85, 2014.

MAVROTAS, G.; DIAKOULAKI, D.; PAPAYANNAKIS, L. An energy planning approach based on mixed 0±1 Multiple Objective Linear Programming. **International Transactions in Operation Research**, v.6, p.231-244, 1999.

MCTIC - Ministério de Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações . **Arquivo dos fatores de emissão**, 2017. Disponível em: <
http://www.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/textogeral/emissao_corporativos.html >. Acesso em: 10 de agosto de 2017.

MCTIC – Ministério de Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações. **Cálculo dos fatores de emissão de CO₂ pela geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional do Brasil**, 2006.

MENANTEAU, P.; FINON, D.; LAMY, M.R. Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy. **Energy Policy**, v.31, p.799-812, 2008.

MELO, C.A.; JANUZZI, G.M.; BAJAY, S.V. Nonconventional renewable energy governance in Brazil: Lessons to learn from the German experience. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, v.61, p.222-234, 2016.

MENDONÇA, M. **Feed-in Tariffs: Accelerating the Deployment of Renewable Energy**. EarthScan, 2007.

MEZA, J.L.C.; YILDIRIM, M.B.; MASUD, A.S.M. A Model for the Multiperiod Multiobjective Power Generation Expansion Problem. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS**, v.22, p.871-878, 2007.

MIETTINEN, K. **Nonlinear multiobjective optimization**. Boston: Kluwer Academic Publishers, 1999.

MIGUEL, P. A. C.; FLEURY, A.; MELLO, C. H. P.; NAKANO, D. N.; TURRIONI, J. B.; LEE HO, L.; MORABITO, R.; MARTINS, R. A.; PUREZA, V. **Metodologia de pesquisa em engenharia de produção e gestão de operações**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2010.

MIR ARTIGUES, P.; DEL RIO, P. Combining tariffs, investment subsidies and soft loans in a renewable electricity deployment policy. **Energy Policy**, v.69, p.430-442, 2014.

MISHRA, S. Weighting method for bi-level linear fractional programming problems. **European Journal of Operational Research**, v. 183, n. 1, p. 296-302, 2007.

MITCHELL, C.; BAUKNECHT, D.; CONNOR P.M. Effectiveness though risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany. **Energy Policy**, v.34, p.297-305, 2006.

MME – Ministério de Minas e Energia. **Energia eólica no Brasil e no mundo**, 2016. Disponível em: < [http://www.mme.gov.br/documents/10584/3894319/Energia+Eólica+-+ano+ref++2015+\(3\).pdf/f5ca897d-bc63-400c-9389-582cd4f00ea2](http://www.mme.gov.br/documents/10584/3894319/Energia+Eólica+-+ano+ref++2015+(3).pdf/f5ca897d-bc63-400c-9389-582cd4f00ea2)>. Acesso em: 7 de abril de 2017.

MME – Ministério de Minas e Energia. **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica**. 2009. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/PROINFA-ANEXO1-InstitucionalMME.pdf>>

MONTGOMERY, D.C.; RUNGER, G.C. **Estatística Aplicada e Probabilidade para Engenheiros**. 5 ed. Rio de Janeiro: LTC, 2013, 521p.

MONTGOMERY, D. C. **Design and Analysis of Experiments**. 7 ed. New York: John Wiley & Sons, 2009, 665 p.

- MOREIRA, J.M.L; CESARETTI, M.A; CARAJILESCOV, P.; MAIORINO, J.R. Sustainability deterioration of electricity generation in Brazil. **Energy Policy**, v.85, p.334-346, 2015.
- MORENO, R.; BARROSO, L.A.; RUDNICK, H.; MOCARQUER, S.; BEZERRA, B. Auction approaches of long-term contracts to ensure generation investment in electricity markets: Lessons from the Brazilian and Chilean experiences. **Energy Policy**, v.38, p.5758-5769, 2010.
- MUDASSER, M.; YIRIDOE, E.Y.; CORSCADDEN, K. Economic feasibility of large community feed-in tariff-eligible wind energy production in Nova Scotia. **Energy Policy**, v.62, p.966-977, 2013.
- MYERS, R.H; MONTGOMEY, D.C.; ANDERSON-COOK, C.M. **Response surface methodology: Process and Product Optimization Using Design Experiments**. 4ed. New York: Wiley, 2016.
- NALAN, Ç.B.; MURAT, Ö; NURI, Ö. Renewable energy market conditions and barriers in Turkey. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, v.13, p.1428-1436, 2009.
- NASA – National Aeronautics and Space Administration – **How do photovoltaics work?**, 2008. Disponível em: < <https://science.nasa.gov/science-news/science-at-nasa/2002/solarcells> >. Acesso: 01 de dezembro de 2016
- NAVABI, R., ABEDI, S., HOSSEINIAN, S.H., PAL, R. On the fast convergence modeling and accurate calculation of PV output energy for operation and planning studies. **Energy Conversion Management**, v.89, p.497-506, 2015.
- NEA – Nuclear Energy Agency. **Projects costs of generating electricity**, 2015
- NOCEDAL, J.; WRIGHT, S.J. **Numerical optimization**. 2 ed. New York: Springer, 2006, 683p.
- OLIVEIRA, F.A.; PAIVA, A.P.; LIMA, J.W.M.; BALESTRASSI, P.P.; MENDES, R.R.A. Portfolio optimization using Mixture Design of Experiments: Scheduling trades within electricity markets. **Energy Economics**, v.33, p.24-32, 2011.
- ONDRACZEK, J., KOMENDANTOVA, N., PATT, A. WACC the dog: The effect of financing costs on the levelized cost of solar PV power. **Renewable Energy**, v.75, p.888-898, 2015.
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Submódulo 15.7 – Apuração dos montantes do uso de sistemas de transmissão**, 2017. Disponível em: <http://apps05.ons.org.br/procedimentorede/procedimento_rede/procedimento_rede.aspx> . Acesso em: 10 de abril de 2017.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Boletim mensal de geração eólica – Maio de 2018**, 2018. Disponível em:

<http://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim_Eolica_mai_2018.pdf>. Acesso 19 de julho de 2018.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Balanco de Energia**, 2017. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/energia-agora/balanco-de-energia>>. Acesso em: 19 de outubro de 2017.

OREE, V.; HASSEN, S.Z.S.; FLEMING, P.J. Generation expansion planning optimisation with renewable energy integration: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.69, p.790-803, 2017.

PAIVA, A. P.; FERREIRA, J. R.; BALESTRASSI, P. P. A multivariate hybrid approach applied to AISI 52100 hardened steel turning optimization. **Journal of Materials Processing Technology**, v.189, n.1-3, p.26-35, 2007.

PARK, E.; OHM, J, Y. Factors influencing the public intention to use renewable energy Technologies in SouthKorea: Effects of the Fukushima nuclear accident, v.65, p.198-211, 2014.

PARK, J.B.; PARK, Y.M.; WON, J.R.; LEE, K.Y. An improved genetic algorithm for generation expansion planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.15, p.916–922, 2000.

PEREIRA, M.G.; CAMACHO, C.F; FREITAS, M.A.V; DA SILVA, N.F. The renewable energy in Brazil: current status and potencial. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.16, p.3786-3802, 2012.

PEREIRA, E.B.; MARTINS, F.R.; PES, M.P.; CRUZ SEGUNDO, E.I.; LYRA, A.A. The impacts of global climate changes on the wind power density in Brazil. **Renewable Energy**. v.49, p.107-110, 2013.

PEREIRA JR., A.O.P.; PEREIRA, A.S.; LA ROVERE, E.L.; BARATA, M.M.L; VILLAR, S.C.; PIRES, S.H. Strategies to promote renewable energy in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.15, p. 681-688, 2011.

PETKOVIC, D., SHAMSHIRBAND, S., KAMSIN, A., LEE, M., ANCIC, O., NIKOLIC, V. Survey of the most influential parameters on the wind farm net present value (NPV) by adaptive neuro-fuzzy approach. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.57, p.1270-1278, 2016.

PINEDA, J. O. C. **A entropia segundo Claude Shannon: o desenvolvimento do conceito fundamental da teoria da informação**. 2006. 124 p. Dissertação (Mestrado em História da

Ciência) – Programa de Estudos Pós Graduated em História da Ciência, Pontifícia Universidade Católica de São Paulo, São Paulo, 2006.

POULLIKAS, A. A comparative assessment of net metering and feed in tariff schemes for residential PV systems. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v.3, p.1-8, 2013.

PROENÇA, S.; AUBYN, M.St. Hybrid modeling to support energy-climate policy: Effects of feed-in tariffs to promote renewable energy in Portugal. **Energy Economics**, v.38, p.176-185, 2013.

PROMENTILLA, M. A. B.; FURUICHI, T.; ISHII, K.; TANIKAWA, N. A fuzzy analytic network process for multi-criteria evaluation of contaminated site remedial countermeasures. **Journal of Environmental Management**, v.88, n.3, p.479–495, 2008.

QUEIROZ, A.R. Stochastic hydro-thermal scheduling optimization: an overview. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.62, p.382-395, 2016.

QUEIROZ, H.P.J.; ALMEIDA, E.L.F.; BOMTEMPO, J.V.; IOOTY, M. & BICALHO, R.G. **Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**, ed. Elsevier, 2007. 343 p.

RAGWITZ, M.; HUBER, C.; RESCH, G. Promotion of renewable energy sources: effects on innovation. **International Journal of Public Policy**, v.2, p.32–56, 2007.

RAMANATHAN, R. Comparative Risk Assessment of energy supply technologies: a Data Envelopment Analysis approach. **Energy**, v.26, p.197-203, 2001.

RAMÍREZ, F.J.; HONRUBIA-ESCRIBANO, A.; GÓMEZ-LÁZARO, E.; PHAM, D.T. Combining feed-in tariffs and net-metering schemes to balance development in adoption of photovoltaic energy: Comparative economic assessment and policy implications for European countries. **Energy Policy**, v.102, p.440-452, 2017.

RAMLI, M.A.M.; HIENDRO, A.; AL-TURKI, Y.A. Techno-economic energy analysis of wind/solar hybrid system: Case study for western coastal area of Saudi Arabia. **Renewable Energy**, v.91, p.374-385, 2016.

RAO, S. S. **Engineering optimization: theory and practice**. 4 ed. New Jersey: John Wiley & Sons, 2009, 813 p.

RAWLI, M.A.M; TWAHA, S. Analysis of renewable energy feed-in tariffs in selected regions of the globe: Lessons for Saudi Arabia. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, v.45, p.649-661, 2015.

REN 21. **Global Status Report**, 2018. Disponível em: < http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17-8652_GSR2018_FullReport_web_final_.pdf >.

REN 21. **Global Status Report**, 2016. Disponível em: < http://www.ren21.net/wpcontent/uploads/2016/06/GSR_2016_Full_Report.pdf >

RFB – Receita Federal do Brasil. **Capítulo XIII - IRPJ - Lucro Presumido 2016**, 2016. Disponível em:< <https://idg.receita.fazenda.gov.br/orientacao/tributaria/declaracoes-e-demonstrativos/ecf-escrituracao-contabil-fiscal/perguntas-e-respostas-pessoa-juridica-2016-arquivos/capitulo-xiii-irpj-lucro-presumido-2016.pdf>>. Acesso em: 2 de abril de 2017.

RIBEIRO, A.E.D.; AROUCA, M.C.; COELHO, D.M. Electric energy generation from small-scale solar and wind power in Brazil: The influence of location, area and shape. **Renewable Energy**, p.85, v.554-563, 2016.

RIBEIRO, G.L. **Parques Eólicos – Impactos socioambientais provocados na região da praia do Cumbe, no município de Aracati Ceará**. Tese de doutorado em Geografia. Universidade Estadual Paulista (UNESP). Rio Claro, 2013.

RINGEL M. Fostering the use of renewable energies in the European Union: the race between feed-in tariffs and green certificates. **Renewable Energy**, v.31, p.1-17, 2006.

ROCHA, L.C.S; AQUILA, G.; PAMPLONA, E.O.; PAIVA, A.P.; CHIEREGATTI, B.G.; LIMA, J.S.B. Photovoltaic electricity production in Brazil: A stochastic economic viability analysis for small systems in the face of net metering and tax incentives. **Journal of Cleaner Production**, v.168, p.1448-1462, 2017.

ROCHA, L. C. S.; PAIVA, A. P.; BALESTRASSI, P. P.; SEVERINO, G.; ROTELA JUNIOR, P. Entropy-Based Weighting for Multiobjective Optimization: An Application on Vertical Turning. **Mathematical Problems in Engineering**, v.2015, Article ID 608325, 11 pages, 2015a.

ROCHA, L. C. S.; PAIVA, A. P.; BALESTRASSI, P. P.; SEVERINO, G.; ROTELA JUNIOR, P. Entropy-Based weighting applied to normal boundary intersection approach: the vertical turning of martensitic gray cast iron piston rings case. **Acta Scientiarum. Technology**, v. 37, n. 4, p. 361-371, 2015b.

ROMANO, A.A.; SCANDURRA, G.; CARFORA, A.; FODOR, M. Renewable investments: The impact of green policies in developing and developed countries. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 68, p.738-747, 2017.

RUFFATO-FERREIRA, V.; BARRETO, R.C.; JÚNIOR, A.O.; SILVA, W.L.; VIANA, D.B.; NASCIMENTO, J.A.S. A foundation for the strategic long-term planning of the renewable energy sector in Brazil: Hydroelectricity and wind energy in the face of climate change scenarios. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.72, p.1124-1137, 2017.

RUIZ, B.J; RODRIGUEZ, V.; BERMANN, C. Analysis and perspective of the government programs to promote the renewable electricity generation in Brazil. **Energy Policy**, v.35, p.2989-2994, 2007.

SAATY, T. L., **The Analytic Hierarchy Process: Planning, Priority, Setting and Resource Allocation**, McGraw-Hill, Inc., 1980

SCHAEFFER, R.; SZKLO, A.S.; LUCENA, A.F.P.; SOUZA, R.R.; ROCHA, B.S.M.C.; COSTA, I.V.L.; PEREIRA JR., A.O.; CUNHA, S.H.F. **Mudanças climáticas e segurança energética no Brasil**. COPPE/UFRJ, 2008.

SCHEFFÉ, H. Experiments with mixtures. **Journal of the Royal Statistical Society. Series B**, London, v.20, n.2, p.344-360, 1958.

SCHEFFÉ, H. The simplex centroid design for experiments with mixtures. **Journal of the Royal Statistical Society. Series B**, London, v.25, n.2, p.235-23, 1963.

SCHMIDT J, CANCELLA R, PEREIRA JR. A., An optimal mix of solar PV, wind and hydro power for a low-carbon electricity supply in Brazil. **Renewable Energy**, v.85, p.137-47, 2013.

SESP – Secretaria de Energia do Estado de São Paulo. **Atlas Eólico do Estado de São Paulo**. Governo do Estado de São Paulo: Secretaria de Energia, São Paulo, 2012.

SHANNON, C.E. A mathematical theory of communication. **Bell System Technical Journal**. v.27, p.379-423 e p.623-656, (Jul. e Out.), 1948.

SHAHRAKI, A. F.; NOOROSSANA, R. Reliability-based robust design optimization: A general methodology using genetic algorithm. **Computers & Industrial Engineering**, v. 74, p. 199-207, 2014.

SHARPE, W. Capital asset prices: a theory of market equilibrium under conditions of risk. **The Journal of Finance**, v.19, n.3, p.425-442, 1964.

SHEZAN, S.K.A.; JULAI, S., KIBRIA, M.A., SAIDUR, R., CHONG, W.T., AKIKUR, R.K. Performance analysis of an off-grid wind-PV (photovoltaic)-diesel-battery hybrid energy system feasible for remote areas. **Journal of Cleaner Production**, v.125, p.121-132, 2016.

SHIN, S.; SAMANLIOGLU, F.; CHO, B. R.; WIECEK, M. M. Computing trade-offs in robust design: perspectives of the mean squared error. **Computers and Industrial Engineering**, v.60, n.2, p.248-255, 2011.

SHORT, W.; PACKKEY, D.; HOLT, T. A. **Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies**. Golden: National Renewable Energy Laboratory, 1995. 120.p

- SHUM, K.L; WATANBE, C. Network externality perspective of feed-in tariffs (FIT) instruments – Some observations and suggestions. **Energy Policy**, v.38, p.3266-3269, 2013.
- SHUKLA, A.K., SUDHAKAR, K., BAREDAR, P. Simulation and performance analysis of 110 kWp grid-connected photovoltaic system for residential building in India: A comparative analysis of various PV technology. **Energy Reports**, v.2, p.82-88, 2016.
- SILVA, N.F; ROSA, L.P; FREITAS, M.A.V; PEREIRA, M.G. Wind energy in Brazil: From the power sector's expansion crisis model to the Favorable environment. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.22, p. 686-697, 2013.
- SILVA, S.R.; QUEIROZ, A.R.; LIMA, L.M.M.; LIMA, J.W.M. Effects of Wind Penetration in the Scheduling of a Hydro-Dominant Power System. In: 2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition. **IEEE**, p.1-5, 2014.
- SILVA, R.; MARCHI NETO, I.; SEIFERT, S.S. Electricity supply security and the future role of renewable energy sources in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 59, p. 328-341, 2016.
- SILVEIRA, J.L.; TUNA, C.E.; LAMAS, W.Q. The need of subsidy for the implementation of photovoltaic solar energy as supporting of decentralized electrical power generation in Brazil. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, v.20, p.133-141, 2013.
- SIMAS, M.; PACCA, S. Assessing employment in renewable energy technologies: A case study for wind power in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.31, p.83-90, 2014.
- SIRIKUM, J.; TECHANITISAWAD, A.; KACHITIVICHYANUKUL, V. New efficient GA-Benders' decomposition method: for power generation expansion planning with emission controls, **IEEE Transactions on Power Systems**, v.22, p.1092–1100, 2007.
- SOLANGI K.H; ISLUM M.R; SAIDUR R.; RAHIM N.A; FAYAZ H. A review on global energy policy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p.2149-2163, 2011.
- SOUZA, L.E.V.; CAVALCANTE, A.M.G. Towards a sociology of energy and globalization: Interconnectedness, capital, and knowledge in the Brazilian solar photovoltaic industry. **Energy Research & Social Science**, v.21, p.145-154, 2016.
- SOUZA, F.C.; LEGEY, L.F.L. Dynamics of risk management tools and auctions in the second phase of the Brazilian Electricity Market reform. **Energy Policy**, v.38, p.1715-1733, 2010.
- SOVACOOOL, B.K. The importance of comprehensiveness in renewable electricity and energy-efficiency policy. **Energy Policy**, v.37, p.1529-1541, 2009
- STOKE, L.C. The politics of renewable energy policies: The case of feed-in tariffs in Ontario, Canada. **Energy Policy**, v.56, p.490-500, 2013.

SWERA – Solar and Wind Energy Resource Assesment. **National Renewable Energy Laboratory (NREL) maps**, 2017. Disponível em:<
<https://maps.nrel.gov/swera/#/?aL=0&bL=groad&cE=0&lR=0&mC=40.21244%2C-91.625976&zL=4>>. Acesso em: 20 de março de 2017.

TABOADA, H. A.; BAHERANWALA, F.; COIT, D. W.; WATTANAPONGSAKORN, N. Practical solutions for multi-objective optimization: an application to system reliability design problems. **Reliability Engineering and System Safety**, v.92, p.314–322, 2007.

TOVAR, B.; RAMOS-REAL, F.J.; ALMEIDA, E.F. Firm size and productivity. Evidence from the electricity distribution industry in Brazil. **Energy Policy**, v.39, p.826-833, 2011.

TRANNIN, M. Desafios e oportunidades para a geração de energia elétrica por fontes renováveis no Brasil: Estudo de caso sobre a Usina de Tacaratu (PE). **FGV Energia**, abr.2016.

UECKERDT, F.; HIRTH, L.; LUDERER, G.; EDENHOFER, O. System LCOE: What are the costs of variable renewables? **Energy**, v.63, p.61-75, 2013.

UNFCCC – United Framework Convention on Climate Change. **List of Non-Annex I Parties to the Convention**, 2017. Disponível em:<
http://unfccc.int/parties_and_observers/parties/non_annex_i/items/2833.php>. Acesso em: 02 de junho de 2017.

UNFCCC – United Framework Convention on Climate Change. **Guidelines on the assessment of investment analysis**, 2012.

U.S DEPARTAMENTO DE OF TREASURY. Daily Treasury Long Term Data, 2017. Disponível em: < <https://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/Pages/TextView.aspx?data=longtermrate> >. Acesso em: 07 de outubro de 2017.

VAN DER ZWANN, B; RABL, A. Propsects for PV: a learning curve analysis. **Solar Energy**, v.74, p.19-31, 2003.

VAHIDINASAB, V.; JADID, S. Normal boundary intersection method for suppliers' strategic bidding in electricity markets: An environmental/economic approach. **Energy Conversion and Management**, v.51, n.6, p.1111-1119, 2010.

WACHSMANN, U.; TOMALSQUIM, M.T. Wind power in Brazil – transition using German experience. **Renewable Energy**, v.28, p.1029-1038, 2003.

WALTERS, R.; WALSH, P. Examining the financial performance of micro-generation wind projects and the subsidy effects of feed-in tariffs for urban locations in the United Kingdom. **Energy Policy**, v.39, p.5167-5181, 2011.

WANG, J. J.; JING, Y. Y.; ZHANG, C. F.; ZHAO, J. H. Review on multi-criteria decision analysis aid in sustainable energy decision-making. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.13, p.2263-2278, 2009.

WATTS, D., VALDÉS, M. F., JARA, D., WATSON, A. Potential residential PV development in Chile: The effect of Net Metering and Net Billing schemes for grid-connected PV systems. **Renewable & Sustainable Energy. Reviews**, v.41, p.1037-1051, 2015.

WATTS, D.; ALBORNOZ, C.; WATSON, A. Clean Development Mechanism (CDM) after the first commitment period: Assessment of the world's portfólio and the role of Latin America. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, v.41, p.1176-1189, 2015.

WESSEH JR., P.K.; LIN, B. A real options valuation of Chinese wind energy technologies for power generation: do benefits from the feed-in tariffs outweigh costs? **Journal of Cleaner Production**. v.112, p.1591-1599, 2016.

WILKIE, M. Feed-in Tariffs for Renewable Energy and WTO. **International Centre for Trade and Sustainable Deployment**, n.4., 2011.

WONG, S.; BHATTACHARYA, K.; FULLER, J.D. Long term effects of feed-in tariffs and carbon taxes on distribution systems. **IEEE Transitions Power System**. n.25, 2010.

WUSTENHÄGEN, R.; BILHARZ, M. Green energy market development in Germany: effective public policy and emerging customer demand. **Energy Policy**, v.34, p.1681-1696, 2006.

YAMAMOTO, Y. Pricing electricity from residential photovoltaic systems: A comparison of feed-in tariffs, net metering, and net purchase and sale. **Solar Energy**, v.86, n.9, p.2678-2685, 2012.

YANG, H.; LU, L.; ZHOU, W. A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind power generation system. **Solar Energy**, v.81, p.76-84, 2017.

YATCHEW, A; BAZILIAUSKAS, A. Ontario feed in programs. **Energy Policy**, v.39, p.3885-3893, 2011.

YINGLI SOLAR. **Série de células YGE72**, 2015. Disponível em: <<http://www.yinglisolar.com/br/products/multicrystalline/yge-72-cell-series/>>. Acesso em: 08 de julho de 2017.

ZELENY, M. A Concept of compromise solutions and the method of the displaced ideal. **Computers & Operations Research**, v.1, n.3-4, p.479-496, 1974.

ZELENY, M. The theory of the displaced ideal. In: ZELENY, M. (Ed.). **Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems, nº123: Multiple Criteria Decision Making - Kyoto 1975**. Springer-Verlag: Berlin, New York, 1975.

ZHANG, W.; YANG, H. A study of the weighting method for a certain type of multicriteria optimization problem. **Computers & Structures**, v. 79, n. 31, p. 2741-2749, 2001.

APÊNDICE A – Forma das Equações das Tabelas 16 e 17

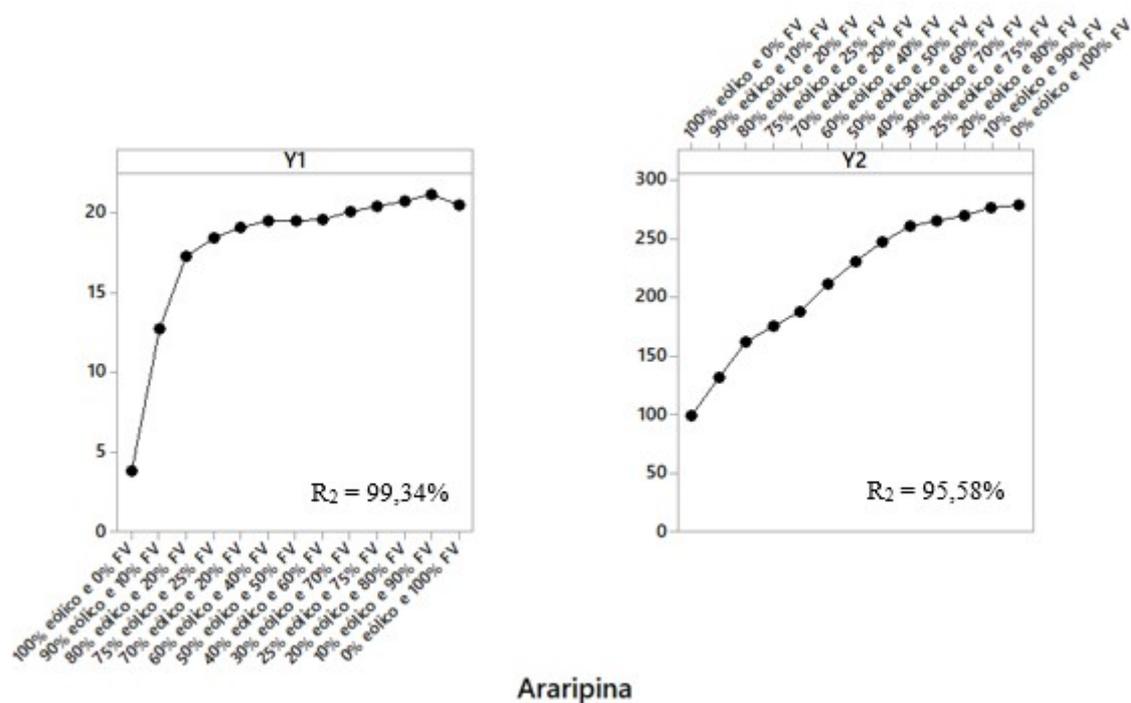


Figura 33- Curva das Equações de y_1 e y_2 em Araripina.

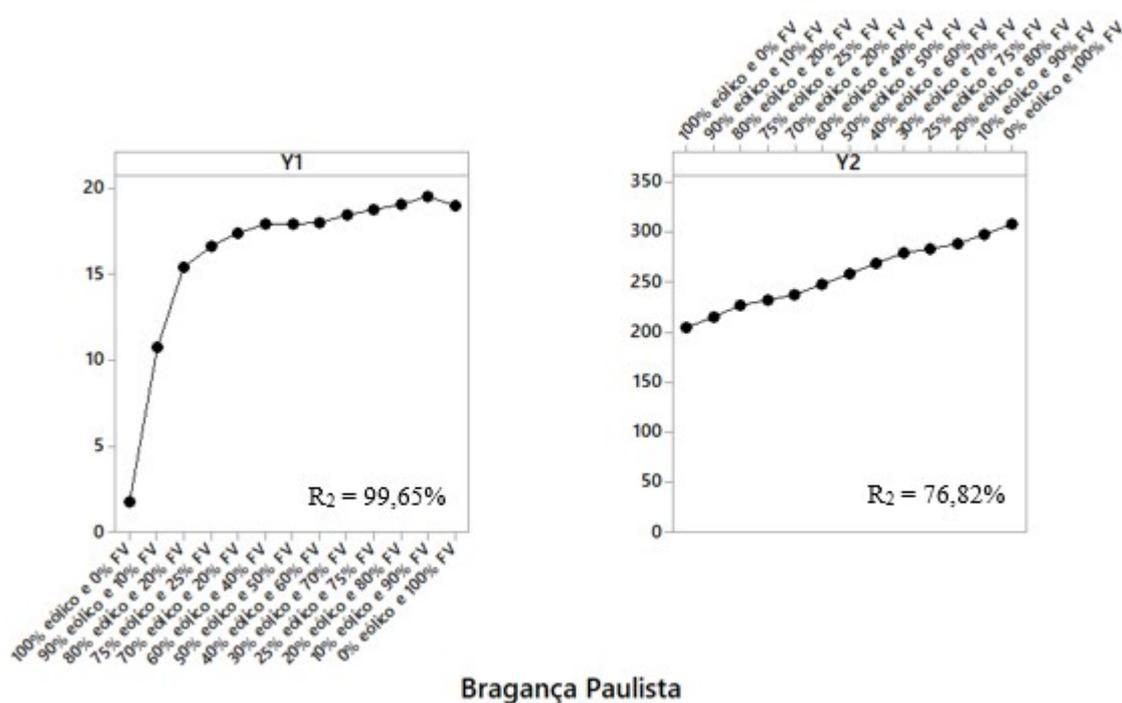


Figura 34- Curva das Equações de y_1 e y_2 em Bragança Paulista.

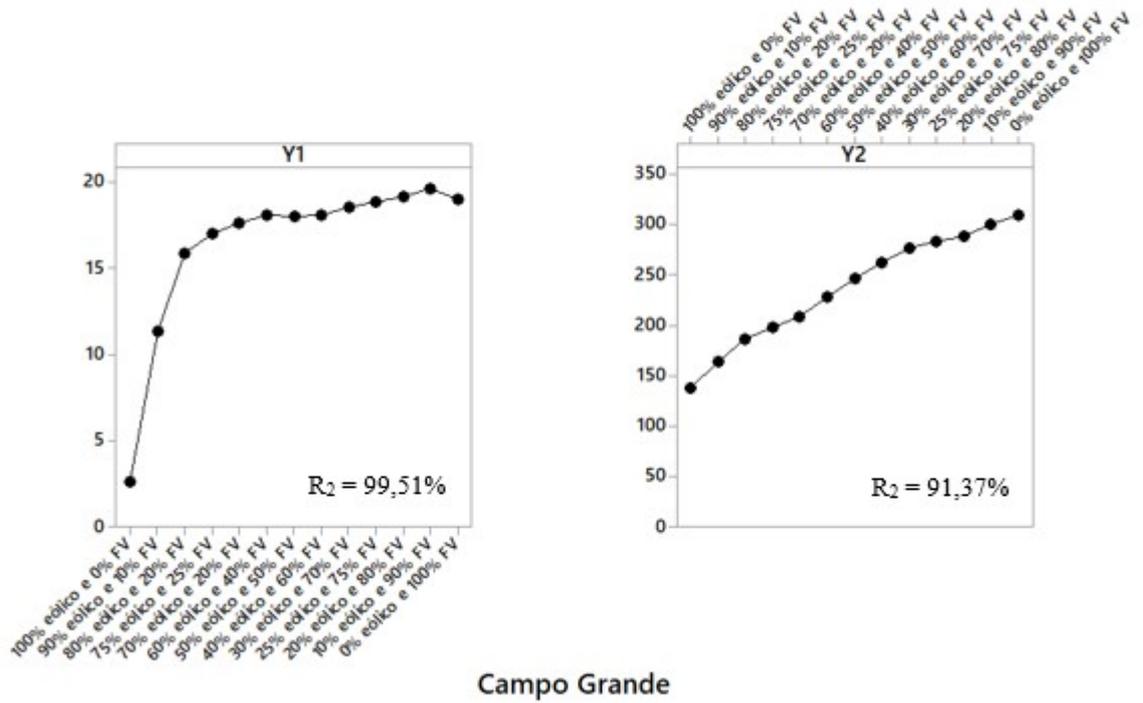


Figura 35- Curva das Equações de y_1 e y_2 em Campo Grande.

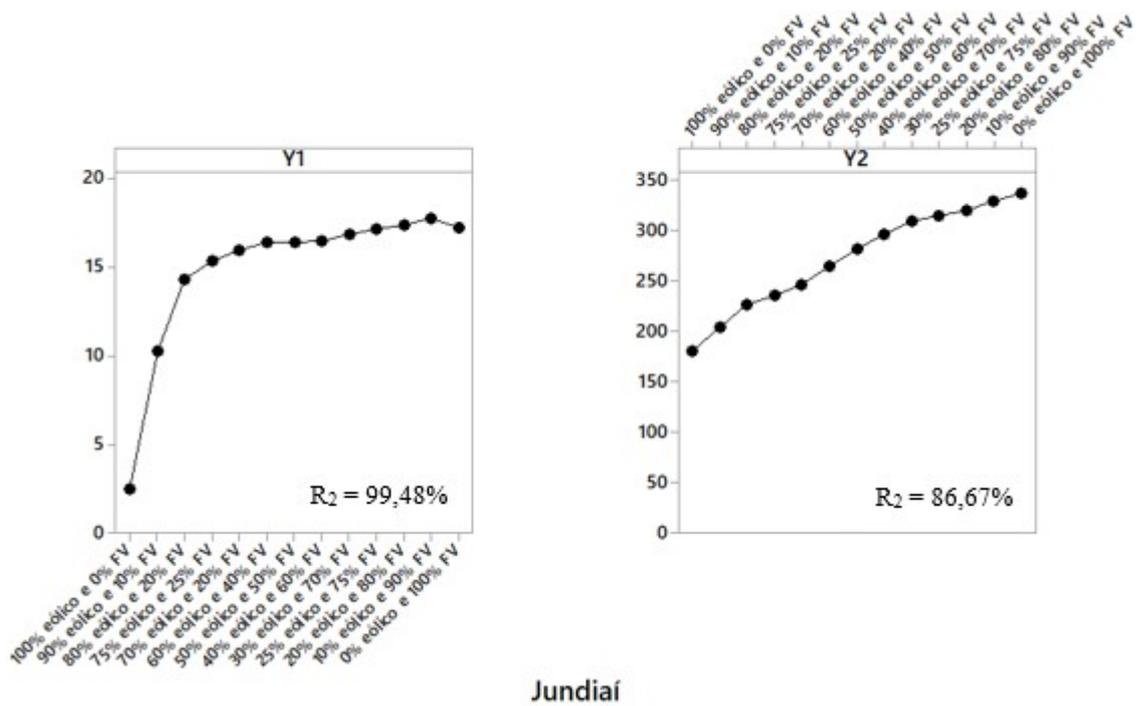


Figura 36- Curva das Equações de y_1 e y_2 em Jundiá.

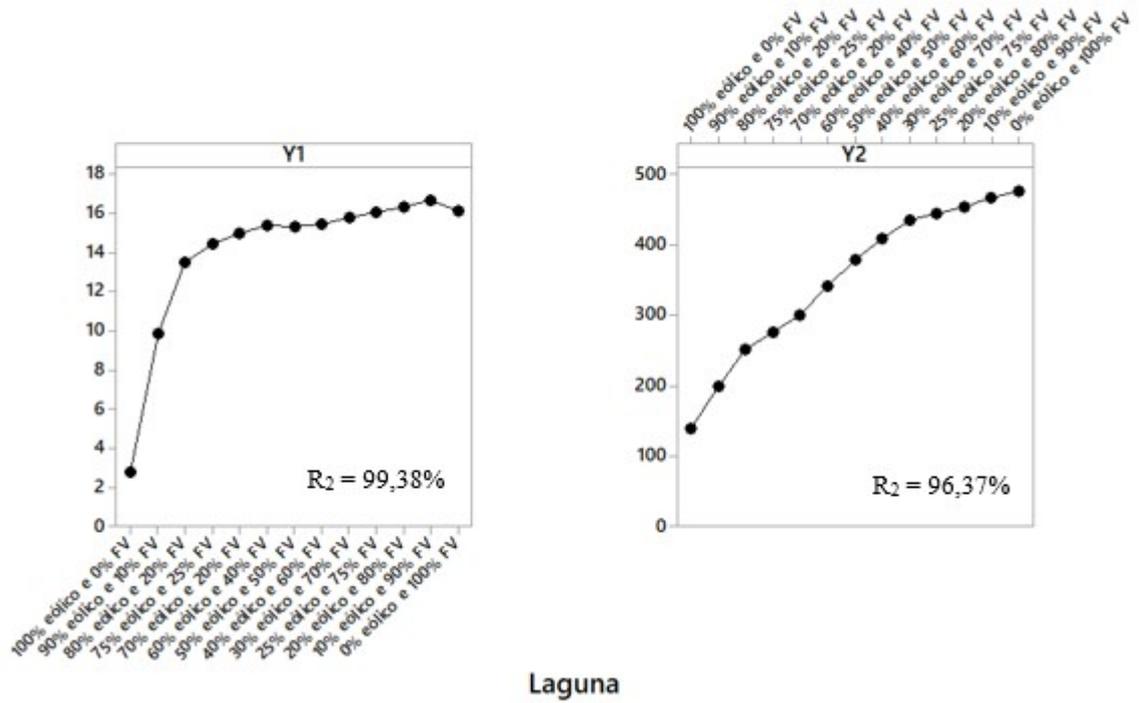


Figura 37- Curva das Equações de y_1 e y_2 em Laguna.

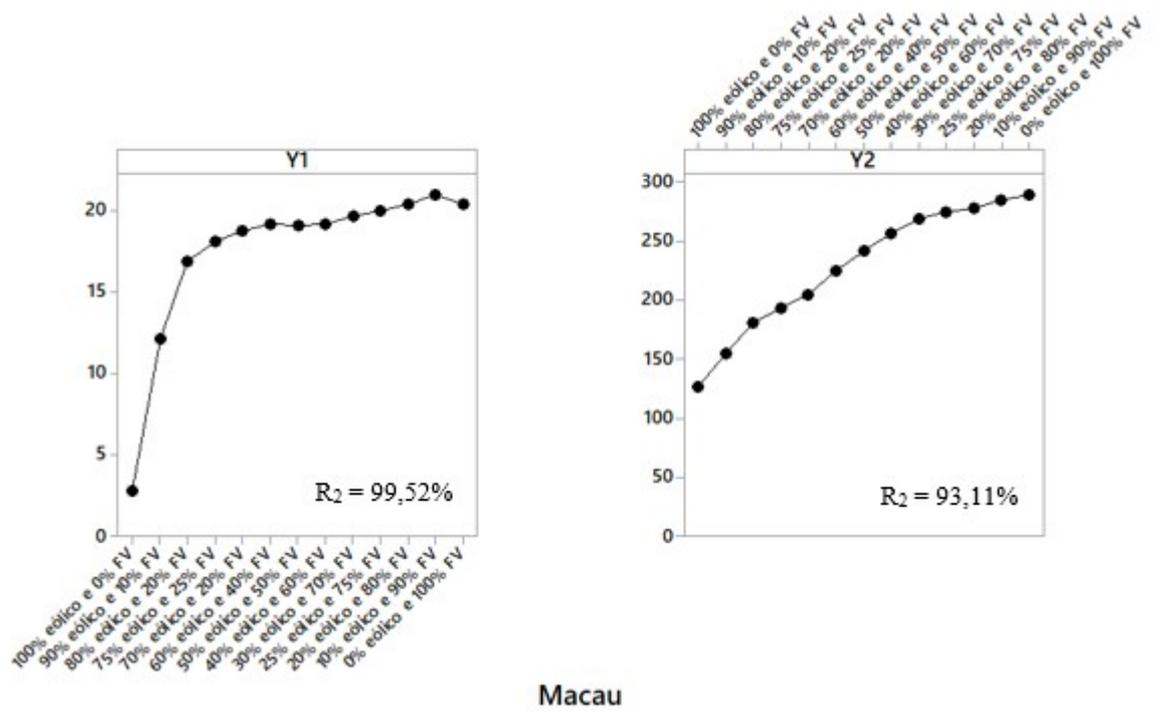


Figura 38- Curva das Equações de y_1 e y_2 em Macau.

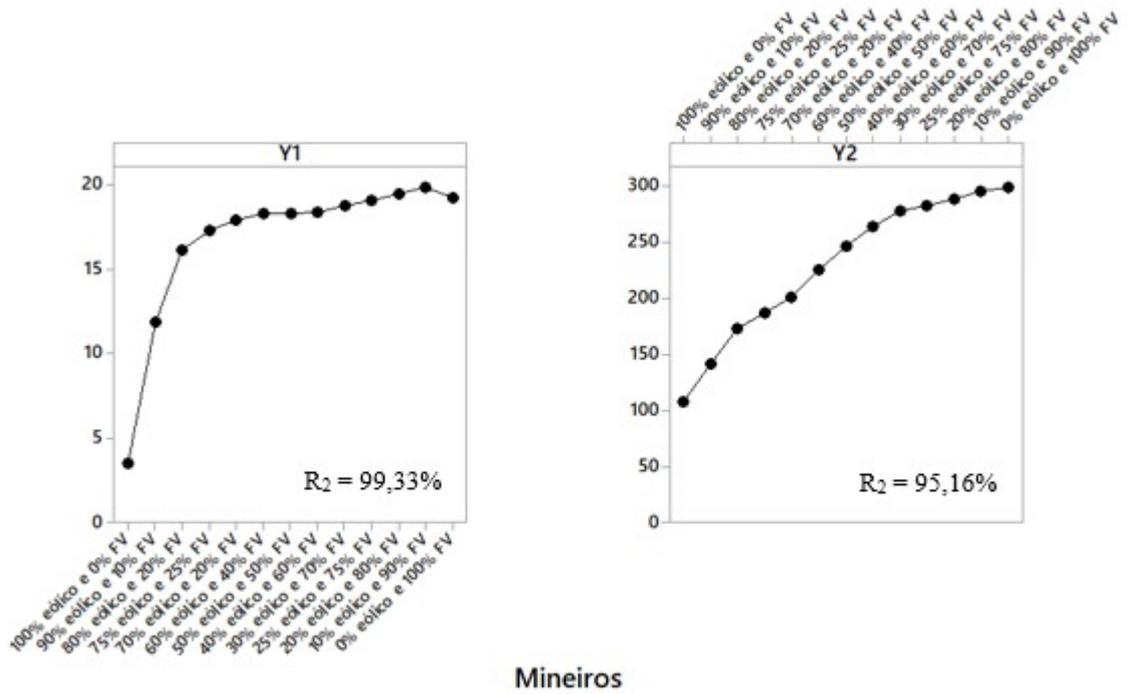


Figura 39- Curva das Equações de y_1 e y_2 em Mineiros.

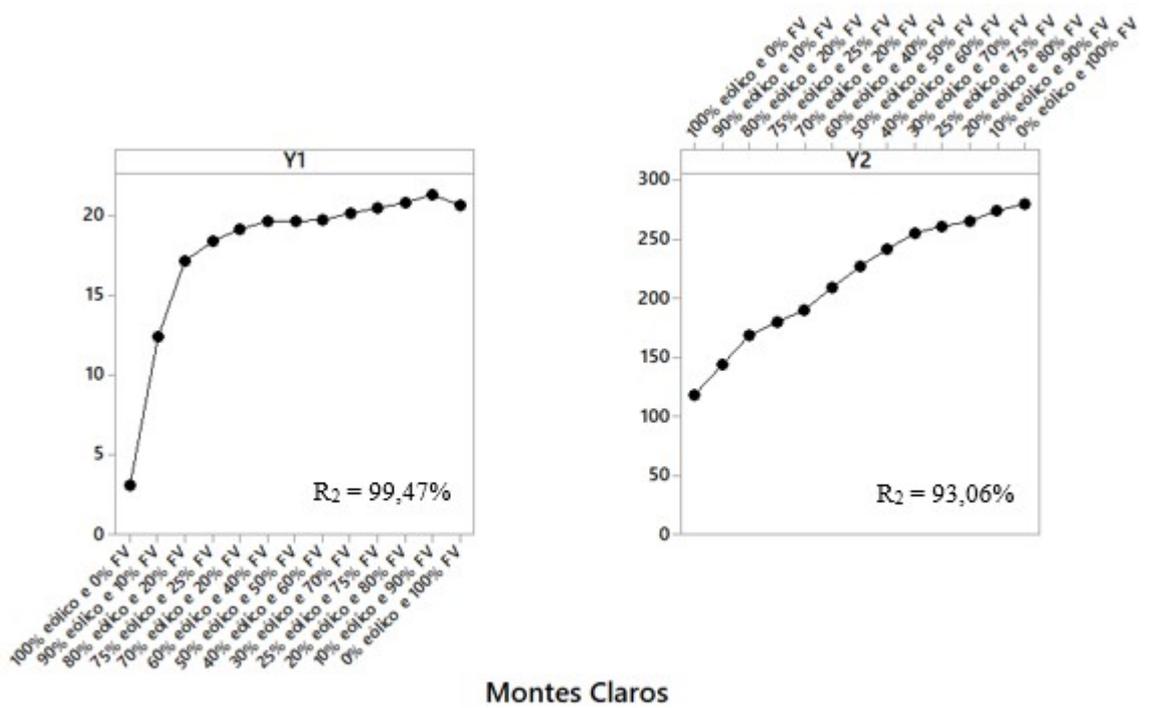
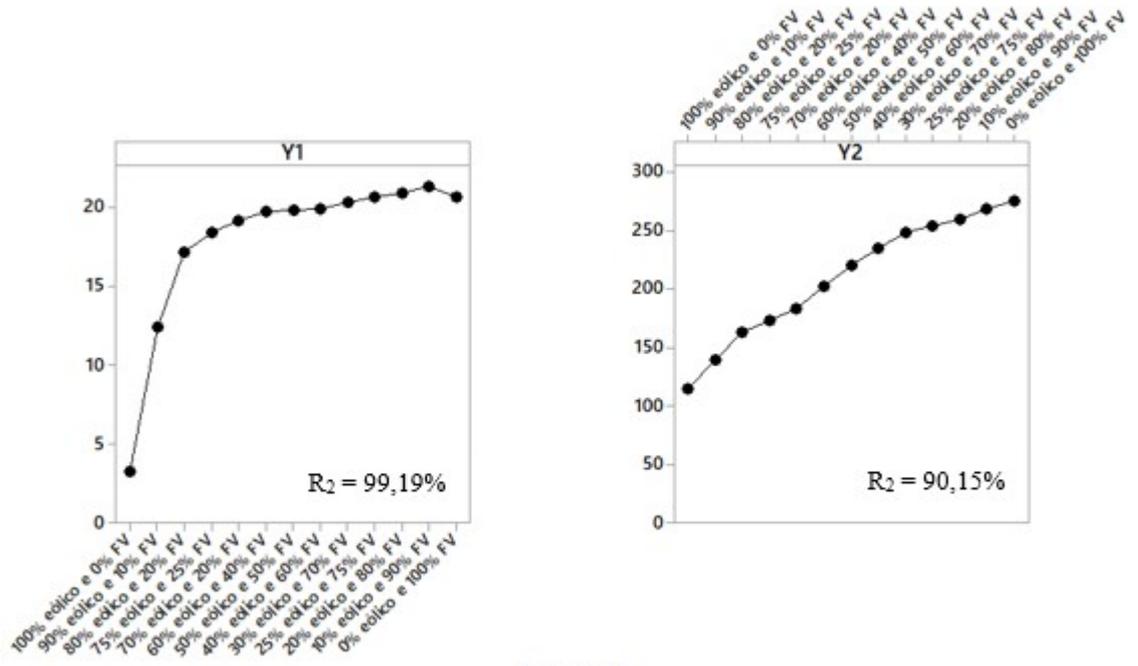
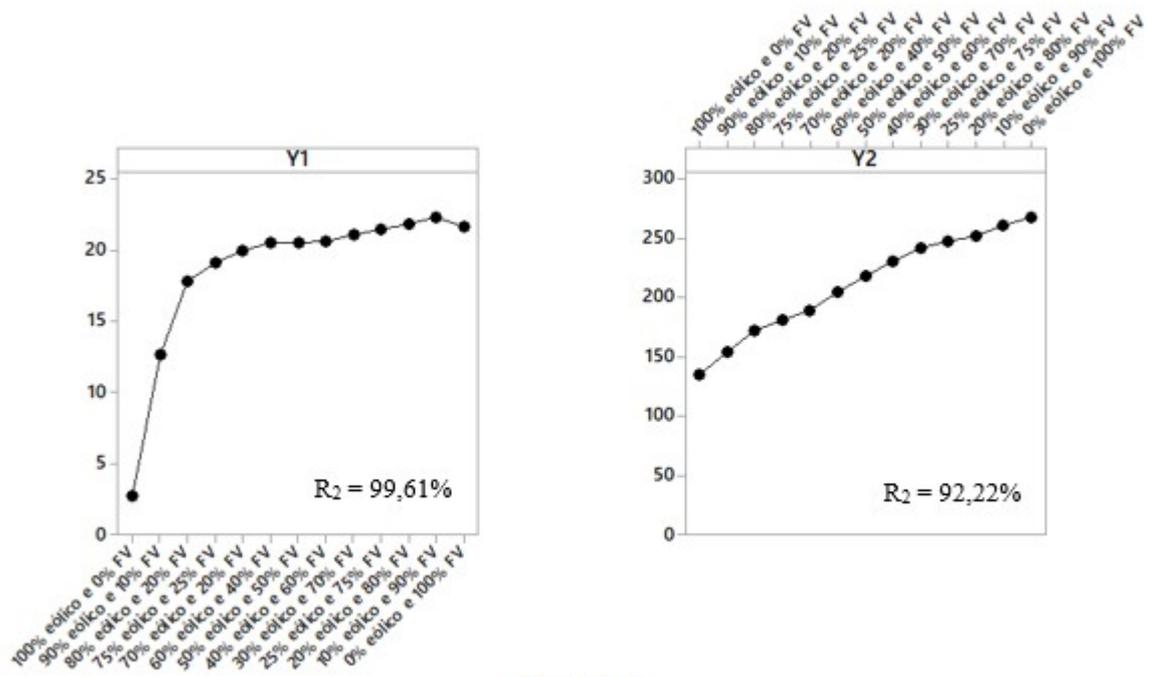


Figura 40- Curva das Equações de y_1 e y_2 em Montes Claros.



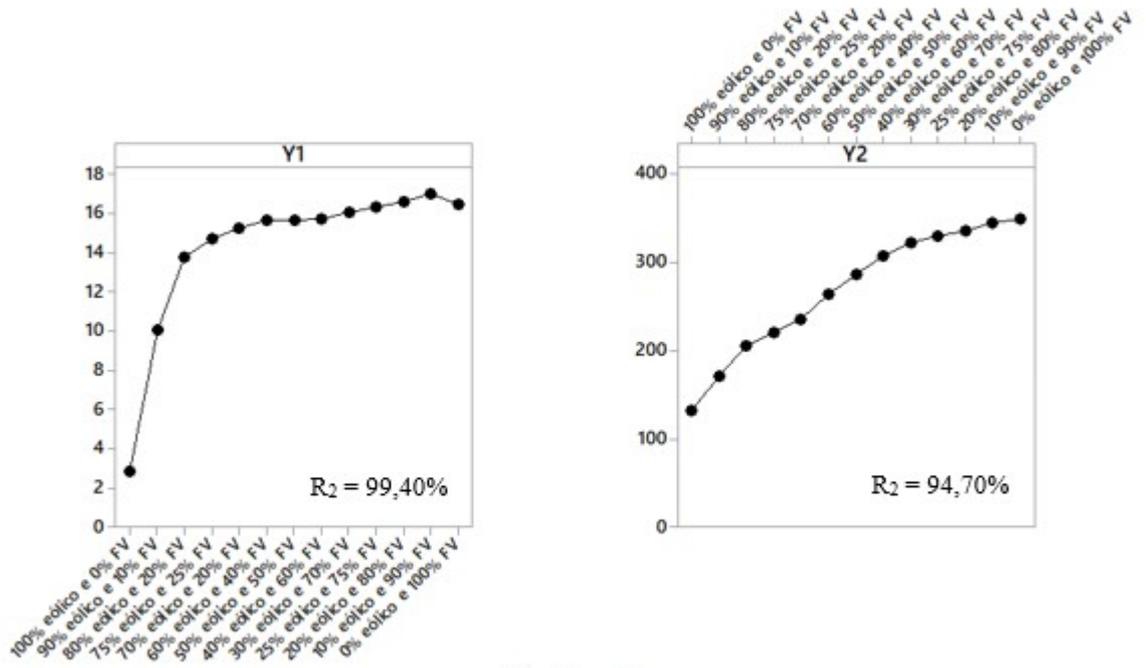
Mossoró

Figura 41- Curva das Equações de y_1 e y_2 em Mossoró.



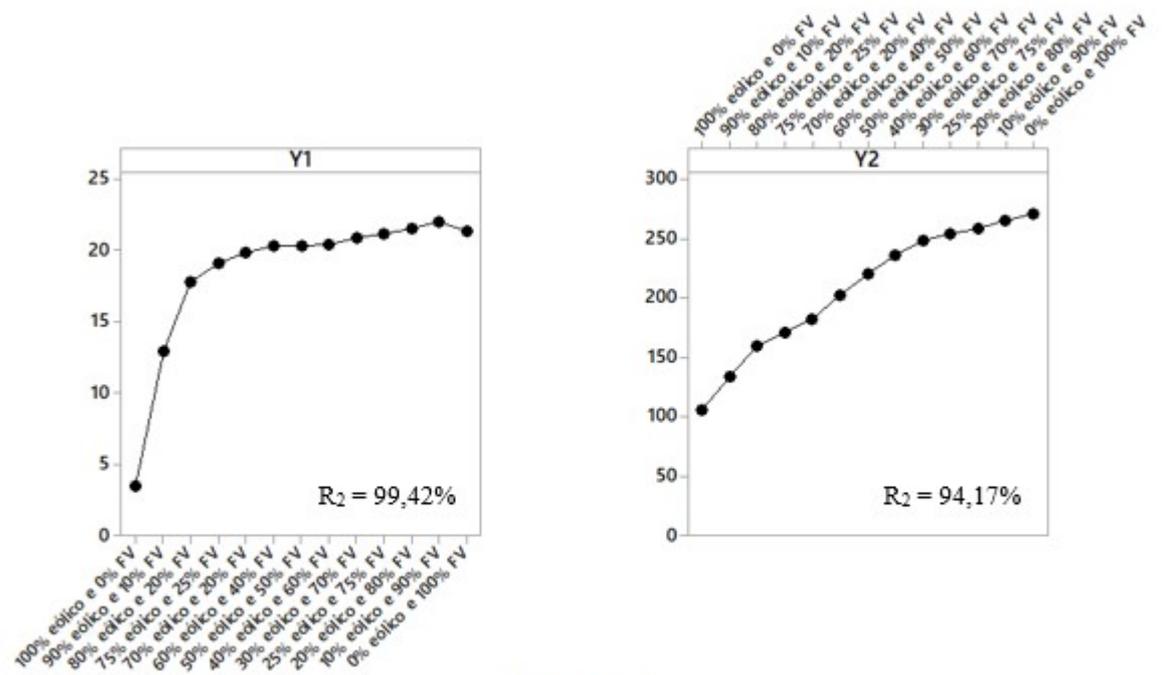
Parnaíba

Figura 42- Curva das Equações de y_1 e y_2 em Parnaíba.



Rio Grande

Figura 43- Curva das Equações de y_1 e y_2 em Rio Grande.



Xique-Xique

Figura 44- Curva das Equações de y_1 e y_2 em Xique-Xique.

APÊNDICE B – Produções Bibliográficas



Wind power generation: An impact analysis of incentive strategies for cleaner energy provision in Brazil



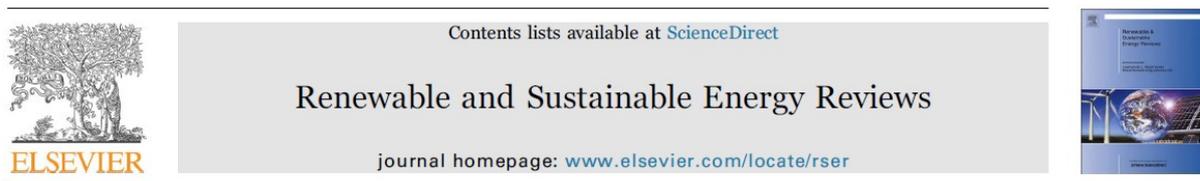
Giancarlo Aquila^a, Luiz Célio Souza Rocha^a, Paulo Rotela Junior^{b,*},
Edson de Oliveira Pamplona^a, Anderson Rodrigo de Queiroz^c, Anderson Paulo de Paiva^a

^a Institute of Production Engineering & Management, Federal University of Itajubá, Itajubá, MG, Brazil

^b Production Engineering Department, Federal University of Paraíba, João Pessoa, PB, Brazil

^c Department of Civil, Constr. and Environ. Engineering, North Carolina State University, Raleigh, NC, USA

Figura 45- Primeiro artigo publicado na revista *Journal of Cleaner Production*.



An overview of incentive policies for the expansion of renewable energy generation in electricity power systems and the Brazilian experience



Giancarlo Aquila^a, Edson de Oliveira Pamplona^a, Anderson Rodrigo de Queiroz^b,
Paulo Rotela Junior^{c,*}, Marcelo Nunes Fonseca^a

^a Institute of Production Engineering and Management, Federal University of Itajuba, Itajuba, MG, Brazil

^b CCEE Department at North Carolina State University, Raleigh, NC, USA

^c Department of Production Engineering, Federal University of Paraíba, João Pessoa, PB, Brazil

Figura 46- Primeiro artigo publicado na revista *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.



Wind power feasibility analysis under uncertainty in the Brazilian electricity market



Giancarlo Aquila^a, Paulo Rotela Junior^{b,*}, Edson de Oliveira Pamplona^a, Anderson Rodrigo de Queiroz^c

^a Institute of Production Engineering & Management, Federal University of Itajubá, Itajubá, MG, Brazil

^b Production Engineering Department, Federal University of Paraíba, João Pessoa, PB, Brazil

^c Department of Civil, Constr. and Environ. Engineering, North Carolina State University, Raleigh, NC, USA

Figura 47- Artigo publicado na revista *Energy Economics*.



Photovoltaic electricity production in Brazil: A stochastic economic viability analysis for small systems in the face of net metering and tax incentives



Luiz Célio Souza Rocha^{a,*}, Giancarlo Aquila^a, Edson de Oliveira Pamplona^a, Anderson Paulo de Paiva^a, Bruno Galelli Chierregatti^b, João de Sá Brasil Lima^b

^a Institute of Production Engineering & Management, Federal University of Itajubá, Itajubá, MG, Brazil

^b Mechanical Engineering Department, Polytechnic School of the University of São Paulo, São Paulo, SP, Brazil

Figura 48- Segundo artigo publicado na revista *Journal of Cleaner Production*.



Analysis of the wind average speed in different Brazilian states using the nested GR & R measurement system



Giancarlo Aquila^a, Rogério Santana Peruchi^b, Paulo Rotela Junior^{b,*}, Luiz Célio Souza Rocha^c, Anderson Rodrigo de Queiroz^d, Edson de Oliveira Pamplona^a, Pedro Paulo Balestrassi^a

^a Institute of Production Engineering & Management, Federal University of Itajubá, Itajubá, MG, Brazil

^b Production Engineering Department, Federal University of Paraíba, João Pessoa, PB, Brazil

^c Management Department, Federal Institute of Education, Science and Technology-North of Minas Gerais, Brazil

^d Department of Civil, Constr. and Environ. Engineering, North Carolina State University, Raleigh, NC, USA

Figura 49- Artigo publicado na revista *Measurement*.

Solar Energy 161 (2018) 207–219



Multi-objective optimization applied for designing hybrid power generation systems in isolated networks



Marcelo Nunes Fonseca^{a,*}, Edson de Oliveira Pamplona^b, Anderson Rodrigo de Queiroz^{c,d}, Victor Eduardo de Mello Valerio^b, Giancarlo Aquila^b, Saulo Ribeiro Silva^e

^a Faculty of Science and Technology (FCT) – Federal University of Goiás (UFG), Aparecida de Goiânia, GO, Brazil

^b Institute of Production Engineering and Management – Federal University of Itajubá, Itajubá, MG, Brazil

^c Department of Civil, Constr. and Environ. Engineering, North Carolina State University, Raleigh, NC, USA

^d School of Business, Decision Sciences Department, North Carolina Central University, Durham, NC, USA

^e Energy Research Company (EPE), Rio de Janeiro, RJ, Brazil

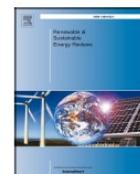
Figura 50- Artigo publicado na revista *Solar Energy*.



ELSEVIER

Contents lists available at [ScienceDirect](https://www.sciencedirect.com)

Renewable and Sustainable Energy Reviews

journal homepage: www.elsevier.com/locate/rser

A stochastic economic viability analysis of residential wind power generation in Brazil

Luiz Célio Souza Rocha^a, Giancarlo Aquila^b, Paulo Rotela Junior^{c,*}, Anderson Paulo de Paiva^b, Edson de Oliveira Pamplona^b, Pedro Paulo Balestrassi^b

^a Department of Management, Federal Institute of Education, Science and Technology - North of Minas Gerais, Almenara, MG, Brazil

^b Institute of Production Engineering and Management, Federal University of Itajubá, Itajubá, MG, Brazil

^c Department of Production Engineering - Federal University of Paraíba, Cidade Universitária s/n, João Pessoa, PB 58045-190, Brazil



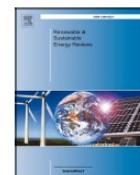
Figura 51- Segundo artigo publicado na revista *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.



ELSEVIER

Contents lists available at [ScienceDirect](https://www.sciencedirect.com)

Renewable and Sustainable Energy Reviews

journal homepage: www.elsevier.com/locate/rser

Proposed method for contracting of wind-photovoltaic projects connected to the Brazilian electric system using multiobjective programming

Giancarlo Aquila^a, Luiz Célio Souza Rocha^b, Edson de Oliveira Pamplona^a, Anderson Rodrigo de Queiroz^c, Paulo Rotela Junior^{d,*}, Pedro Paulo Balestrassi^a, Marcelo Nunes Fonseca^e

^a Institute of Production Engineering and Management, Federal University of Itajubá, Itajubá, MG, Brazil

^b Federal Institute of Education, Science and Technology, North of Minas Gerais, Almenara, MG, Brazil

^c School of Business, Decision Sciences Department, North Carolina Central University, Durham, NC, USA

^d Department of Production Engineering, Federal University of Paraíba, Joao Pessoa, PB, Brazil

^e Department of Production Engineering, Federal University of Goiás, Aparecida de Goiânia, GO, Brazil



Figura 52- Artigo publicado na revista *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.