

Diego Barbosa Carvalho

**IMPACTO ECONÔMICO DE SISTEMAS
HÍBRIDOS RENOVÁVEIS NO ACR FACE À
ANTECIPAÇÃO E ATRASO DO
EMPREENHIMENTO**

Itajubá

27 de Setembro de 2018

Diego Barbosa Carvalho

**IMPACTO ECONÔMICO DE SISTEMAS HÍBRIDOS
RENOVÁVEIS NO ACR FACE À ANTECIPAÇÃO E
ATRASO DO EMPREENDIMENTO**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica

Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI
Faculdade de Engenharia Elétrica
Programa de Pós-Graduação

Orientador: Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima
Coorientador: Prof. Dr. Eduardo Crestana Guardia

Itajubá
27 de Setembro de 2018

Diego Barbosa Carvalho
IMPACTO ECONÔMICO DE SISTEMAS HÍBRIDOS RENOVÁVEIS NO ACR
FACE À ANTECIPAÇÃO E ATRASO DO EMPREENDIMENTO/ Diego Barbosa
Carvalho. – Itajubá, 27 de Setembro de 2018

Orientador: Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI
Faculdade de Engenharia Elétrica
Programa de Pós-Graduação, 27 de Setembro de 2018.

1. Palavra-chave1. 2. Palavra-chave2. 3. Palavra-chave3. I. Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima. II. Universidade Federal de Itajubá III. Faculdade de Engenharia Elétrica.



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

ANEXO I

FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Título da Dissertação: **“Impacto Econômico de Sistemas Híbridos Renováveis no ACR face à Antecipação e Atraso do Empreendimento”**

Autor: **Diego Barbosa Carvalho**

JULGAMENTO

Examinadores	Conceito A = Aprovado - R = Reprovado	Rubrica
2º	A	
3º	A	
4º	A	

Observações:

- (1) O Trabalho será considerado Aprovado (A) se todos os Examinadores atribuírem conceito A.
(2) O Trabalho será considerado Reprovado (R) se forem atribuídos pelos menos 2 conceitos R.
Este documento terá a validade de 30 (trinta) dias a contar da data da defesa da Dissertação.

Resultado Final: Conceito final: A, ou seja, APROVADO

Observações: —

Itajubá, 29 de Junho de 2018.

Prof. Dr. Benedito Donizeti Bonato
2º Examinador – UNIFEI

Prof. Dr. Eduardo Crestana Guardia
3º Examinador (Coorientador) - UNIFEI

Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima
4º Examinador (Orientador) - UNIFEI

AGRADECIMENTOS

Este trabalho não poderia ter sido realizado sem o apoio e ajuda de alguns colaboradores.

A princípio, agradeço à Santíssima Trindade pelo dom da vida e pela inspiração nesse projeto.

Em modo particular, ao prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima que aceitou a orientação deste trabalho bem como ao prof. Dr. Eduardo Crestana Guardia pela coorientação.

Aos demais professores da UNIFEI que estimulam constantemente a produção científica na instituição.

Aos funcionários do Instituto de Sistemas Elétricos e Energia que cuidam da limpeza, organização e espaço físico das instalações bem como àqueles que se dedicam à gestão dos alunos.

Aos companheiros mestres e doutores do Grupo de Engenharia de Sistemas – GESis.

À Universidade Federal de Itajubá pela oportunidade do programa de pós-graduação, cessão do espaço físico de salas e laboratórios em benefício ao desenvolvimento da ciência e tecnologia.

Aos amigos da Pastoral Universitária Católica que através de conselhos e orações sempre me incentivaram a permanecer firme durante os desafios do programa de pós-graduação.

Aos colegas de república.

De modo especial, aos amigos Giancarlo Áquila e Aline Ribeiro pelas dicas e conselhos pertinentes ao tema do trabalho.

À minha família pelos ensinamentos dos valores humanos através da fé, persistência e engajamento bem como ao conhecimento de que somos mais fortes quando unidos e empenhados naquilo em que nos comprometemos em fazer.

Aos meus pais, Hedilson e Marilene, pelo exemplo de força e perseverança bem como ao apoio nos momentos de inseguranças e incertezas. Agradeço pela educação e o entendimento de que ela, quando aplicada de maneira sensata, é o principal recurso de um povo à mudança de uma nação.

Ao órgão financiador CAPES pelo apoio financeiro.

*"Cuidemos do nosso coração
porque é de lá que sai o que é bom e o que é ruim;
o que constrói e o que destrói."
(Papa Francisco)*

RESUMO

Apesar das fontes renováveis de energia possuírem algumas vantagens em relação às fontes tradicionais como as termelétricas, por exemplo, elas apresentam certos riscos financeiros a investidores do setor. Estes riscos estão associados, principalmente, à própria produção de energia, aos preços e às regras do mercado energético e, também, a possível ocorrência de atrasos e antecipações na conclusão de obras. Para mitigação da probabilidade de déficit de produção energética, diferentes fontes de energia vem sendo combinadas em um sistema integrado de modo a se aproveitar a complementariedade das fontes e o compartilhamento de ativos da rede. Este trabalho também estudou o risco financeiro associado à antecipação e atraso na conclusão de empreendimentos no ambiente de contratação regulada considerando a inserção de fonte fotovoltaica em uma planta integrada eólica-solar. Para avaliação do risco, o método do Valor Presente Líquido é empregado na análise determinística e a Simulação de Monte Carlo executada como modelo de avaliação estocástica. Primeiramente, dados de velocidade de vento e de irradiância solar são obtidos e associados a funções de distribuição de probabilidade para estimar a geração de energia por cada uma das fontes: eólica e fotovoltaica, respectivamente. Além disso, valores históricos de variáveis importantes à análise estocástica também são usados e associados a curvas de distribuição de probabilidade. A partir da energia produzida, estima-se a receita anual do investidor. Obtém-se, também, o investimento inicial do empreendimento, os custos, os impostos e as despesas relacionadas a financiamentos e monta-se o fluxo de caixa para cálculo do Valor Presente Líquido. A Simulação de Monte Carlo é executada e a probabilidade de VPL positivo é mensurada para cada situação proposta. A análise de sensibilidade de cada variável empregada na abordagem estocástica é obtida a fim de se estudar o impacto de cada uma à saída VPL. A avaliação de risco econômico mostrou que a contínua inserção de fonte fotovoltaica no sistema integrado de energia diminui as chances de retorno financeiro do investidor na atual situação regulatória do Brasil. Quanto às situações de entrega de obras, empreendimentos atrasados diminuem significativamente a probabilidade de retorno financeiro ao passo que empreendimentos em situação adiantada elevam as chances de se obter um negócio rentável, embora esse aumento seja diferente e correlacionado à proporção de fonte fotovoltaica instalada no sistema integrado. A análise de sensibilidade das variáveis selecionadas, por sua vez, indicou a velocidade do vento, a irradiância solar, o investimento por potência eólica instalada, o investimento por potência fotovoltaica instalada e o Preço de Liquidação das Diferenças como os parâmetros mais influentes na avaliação do risco do empreendimento.

Palavras-chave: Energia eólica, energia fotovoltaica, energia integrada, análise de risco financeiro, atraso e adiantamento de empreendimentos.

ABSTRACT

Despite renewables have some advantages in relation to thermopower plants, for example, they present certain financial risks to investors in the industry. These risks are mainly associated with the production of energy, prices and rules of the energy market, and also the possibility of occurrence of delays and anticipations in the completion of works. To mitigate the probability of energy production deficit, different energy sources have been combined in an integrated system in order to take advantage of the complementarity of sources and the sharing of network assets. This work deals with the financial risk associated to the change in anticipation or delay of wind, solar and hybrid projects in regulated contracts environment (RCE). A case study is considered so that the proposal of the work can be verified. To evaluate this risk, Net Present Value is a deterministic analysis method and Monte Carlo Simulation is performed as a stochastic valuation model. Firstly, wind speed and irradiance data collection are obtained and associated to probability density functions in order to estimate the energy generation by each one of the sources: wind and photovoltaic, respectively. In addition, historical values of important variables to the stochastic analysis are also employed and associated to probability density functions. From the energy generated, the annual income of the investor is estimated. The initial investment, the costs, the taxes, and the expenses related to the financing are obtained for the cash flow of the project. Monte Carlo Simulation is performed and the probability of positive NPV is measured for each proposed situation. The sensitivity analysis of each variable employed in the stochastic approach is obtained in order to study the impact of each one to the output NPV. The economic risk assessment showed that the insertion of the photovoltaic source into the integrated energy system reduces the economic viability of the project. Delayed systems significantly decrease the financial return while early ventures raise the chances of a profitable business, although this increase is different and related to the proportion of photovoltaic source installed in the integrated system. The sensitivity analysis of the selected variables, in turn, indicated wind speed, solar irradiance, installed wind power investment, installed photovoltaic power investment and the Settlement Price of Differences as the most influential parameters in the evaluation of risk of the venture.

Keywords: Wind energy, photovoltaic energy, integrated energy, financial risk analysis, delays and advances of enterprises

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Instituições que constituem o mercado de energia brasileiro	19
Figura 2 – Mapa geoeletrico brasileiro	20
Figura 3 – Submercados do SIN	21
Figura 4 – Despacho por fonte energética no Nordeste e no SIN	23
Figura 5 – Despacho de energia média anual por fonte no submercado Nordeste . .	24
Figura 6 – Histórico de despacho energético no SIN por fonte de energia	25
Figura 7 – Evolução tecnológica de aerogeradores ao longo dos anos	27
Figura 8 – Modelo atual do mercado de energia brasileiro	30
Figura 9 – Energia comercializada	34
Figura 10 – Energia comercializada	35
Figura 11 – Sazonalização e modulação da Garantia Física	35
Figura 12 – Minimização do custo de operação de um sistema hidrotérmico	39
Figura 13 – Recomposição de energia quando a geração total é a) superior e b) inferior à garantia física no mercado	42
Figura 14 – Exposições do agente gerador	43
Figura 15 – Excedente Financeiro a) insuficiente para mitigação de exposições ne- gativas b) com sobra para alívio de exposições negativas	44
Figura 16 – Situação de empreendimentos do setor de transmissão	46
Figura 17 – Escopo do fluxo de vento através de uma turbina eólica	50
Figura 18 – Curva de potência de um aerogerador	53
Figura 19 – Curva característica do coeficiente de potência em função da velocidade do vento	54
Figura 20 – Comportamento do vento na camada limite e na atmosfera livre	55
Figura 21 – Componentes da irradiância solar	58
Figura 22 – a) Estrutura típica de uma célula fotovoltaica e b) princípio de funcio- namento	61
Figura 23 – Módulo fotovoltaico: conjunto de células formando um módulo	62
Figura 24 – Curva característica de uma célula fotovoltaica	63
Figura 25 – a) Ligação em paralelo e em série b) Curvas corrente-tensão para diferentes associações de células	64
Figura 26 – Curvas corrente-tensão para diferentes temperaturas de células e níveis de irradiância solar.	65
Figura 27 – Circuito elétrico de uma célula fotovoltaica	65
Figura 28 – Tipos de associações de usinas	71
Figura 29 – Parque eólico e usina fotovoltaica do sistema integrado de Caetitê . . .	75

Figura 30 – Fluxograma da metodologia desenvolvida	77
Figura 31 – Situação de empreendimentos em relação aos prazos para entrada em operação: I – adiantada, II – normal e III – atrasada	79
Figura 32 – Energia produzida e energia vendida: apresentação dos casos de excedente de produção – caso 1 – e de liquidação no mercado <i>Spot</i> – caso 2.	82
Figura 33 – Fluxo de caixa para determinação do VPL	88
Figura 34 – Apresentação das variáveis de entrada e de saída da SMC executada neste trabalho	92
Figura 35 – Mapas de irradiação solar e velocidade de vento do estado da Bahia	94
Figura 36 – Esboço do complexo integrado de estudo	97
Figura 37 – Esboço, fora de escala, da altitude do parque eólico e da base de coleta de dados	99
Figura 38 – a) Energia produzida VS. Garantia Física dos parques eólicos e b) Energia gerada VS. Garantia Física da UFV de Caetité	103
Figura 39 – Resultados de probabilidade de VPL positivo por situação de conclusão de obras e cenários propostos	114
Figura 40 – Diferença entre a ocorrência de VPL positivo para os casos de antecipação e atraso e a probabilidade de VPL positivo para os casos de normalidade.	116
Figura 41 – Comportamento da sensibilidade do investimento fotovoltaico e do PLD no modelo	118
Figura 42 – Formas das curvas de distribuição da velocidade de vento mensal	137
Figura 43 – Formas das curvas de distribuição da irradiância solar mensal	138
Figura 44 – Formas das curvas de distribuição das demais variáveis	139
Figura 45 – Gráficos de saída da SMC para o cenário A . Os gráficos (a) e (b) : obras adiantadas em 2 anos e 1 ano, respectivamente, (c) : situação de normalidade, (d) e (e) : obras atrasadas em 1 e 2 anos, respectivamente	140
Figura 46 – Gráficos de saída da SMC para o cenário B . Os gráficos (a) e (b) : obras adiantadas em 2 anos e 1 ano, respectivamente, (c) : situação de normalidade, (d) e (e) : obras atrasadas em 1 e 2 anos, respectivamente	141
Figura 47 – Gráficos de saída da SMC para o cenário C . Os gráficos (a) e (b) : obras adiantadas em 2 anos e 1 ano, respectivamente, (c) : situação de normalidade, (d) e (e) : obras atrasadas em 1 e 2 anos, respectivamente	142
Figura 48 – Gráficos de saída da SMC para o cenário D . Os gráficos (a) e (b) : obras adiantadas em 2 anos e 1 ano, respectivamente, (c) : situação de normalidade, (d) e (e) : obras atrasadas em 1 e 2 anos, respectivamente	143

Figura 49 – Análise de sensibilidade das variáveis de entrada para o cenário A . Casos de: 2 anos de obra antecipada, obra em situação regular e obra com 2 anos de atraso, respectivamente	144
Figura 50 – Análise de sensibilidade das variáveis de entrada para o cenário B . Casos de: 2 anos de obra antecipada, obra em situação regular e obra com 2 anos de atraso, respectivamente	145
Figura 51 – Análise de sensibilidade das variáveis de entrada para o cenário C . Casos de: 2 anos de obra antecipada, obra em situação regular e obra com 2 anos de atraso, respectivamente	146
Figura 52 – Análise de sensibilidade das variáveis de entrada para o cenário D . Casos de: 2 anos de obra antecipada, obra em situação regular e obra com 2 anos de atraso, respectivamente	147
Figura 53 – Análise de sensibilidade das variáveis de entrada que mais afetam a saída. Análise por variável de entrada	148

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Geração de energia elétrica por fonte em 2016 e previsão para 2021 . . .	22
Tabela 2 – Tipos de leilões regulados	32
Tabela 3 – Valores de comprimento de rugosidade para alguns tipos de terreno . . .	56
Tabela 4 – Informações para o cálculo do coeficiente de potência – C_p	80
Tabela 5 – Impostos e alíquotas	86
Tabela 6 – Características do sistema integrado de Caetité	96
Tabela 7 – Dados de velocidade do vento, irradiância solar e temperatura	100
Tabela 8 – Cenários propostos	105
Tabela 9 – Dados e informações da velocidade de vento	106
Tabela 10 – Função de distribuição e parâmetros dos dados de irradiância solar . . .	107
Tabela 11 – Informações estatísticas dos dados de irradiância solar	108
Tabela 12 – Função de distribuição e informações estatísticas dos dados do PLD . .	109
Tabela 13 – Função de distribuição e informações estatísticas dos dados do preço de vanda da energia eólica	110
Tabela 14 – Função de distribuição e informações estatísticas dos dados do preço de vanda da energia fotovoltaica	110
Tabela 15 – Função de distribuição e seus parâmetros para a variável investimento por MW de potência eólica instalada	111
Tabela 16 – Informações estatísticas da associação da função de distribuição à variável investimento por MW de potência eólica instalada	111
Tabela 17 – Função de distribuição e seus parâmetros para a variável investimento por MW de potência fotovoltaica instalada	112
Tabela 18 – Informações estatísticas da associação da função de distribuição à variável investimento por MW de potência eólica instalada	112
Tabela 19 – Resumo dos dados financeiros	113
Tabela 20 – Parâmetros para cálculo da potência de aerogeradores	127
Tabela 21 – Parâmetros para cálculo da potência de módulos fotovoltaicos	127
Tabela 22 – Fluxo de caixa para o cenário B e situação A-N	130
Tabela 23 – Fluxo de caixa para o cenário B e situação de antecipação N-2	132
Tabela 24 – Fluxo de caixa para o cenário B e situação atrasada N+2	134

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
CCEAL	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Livre
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
C_p	Coefficiente de Potência
DIF	Irradiação Difusa
DNI	Irradiação Normal Direta
DRE	Demonstração do Resultado do Exercício
EA	Energia Assegurada
EOL	Eólica
FC	Fator de Capacidade
FINEP	Financiadora de Estudos e Projetos
GF	Garantia Física
GHI	Irradiação Horizontal Global
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IRPJ	Imposto de Renda – Pessoa Jurídica
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MCP	Mercado de Curto Prazo
MERRA	Modern Era Retrospective-Analysis for Research and Applications
MME	Ministério de Minas e Energia

NASA	National Aeronautics and Space Administration
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema
PIS	Programa de Integração Social
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
SCDE	Sistema de Coleta de Dados de Energia
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMC	Simulação de Monte Carlo
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UFV	Usina Fotovoltaica
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Contextualização do tema	13
1.2	Objetivos e metodologia	14
1.3	Justificativa	14
1.4	Estrutura da dissertação	15
2	O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	17
2.1	O modelo institucional e o Sistema Interligado Nacional (SIN)	17
2.2	A expansão da matriz energética brasileira e o desenvolvimento da produção no Nordeste	21
2.3	Energia eólica e solar no Brasil	24
2.4	Fator de Capacidade (FC) de parques eólicos e usinas fotovoltaicas no Brasil	25
2.5	Principais considerações	28
3	O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO	29
3.1	Os ambientes de contratação de energia	29
3.1.1	O Ambiente de Contratação Regulada (ACR)	30
3.1.2	O Ambiente de Contratação Livre (ACL)	32
3.2	Contabilização e liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo – <i>Spot</i>	33
3.2.1	Garantia Física – (GF)	36
3.2.2	Preço de Liquidação das Diferenças – (PLD)	38
3.2.3	Recomposição de lastro de energia	40
3.3	Intercâmbio de excedentes	42
3.4	Antecipações e atrasos na entrega de empreendimentos	44
3.5	Principais considerações	47
4	ENERGIA EÓLICA, FOTOVOLTAICA E O CONCEITO DE ENERGIA INTEGRADA	48
4.1	Energia eólica	48
4.1.1	A potência eólica e a distribuição de frequência do vento	48
4.1.2	Extração da potência do vento pelas turbinas eólicas e a equação da potência dos aerogeradores	50
4.1.3	O terreno e o vento	54
4.2	Energia solar	56

4.2.1	A irradiância solar	57
4.2.2	O processo e a tecnologia fotovoltaica	59
4.2.3	Modelagem da potência e da energia elétrica gerada pelos módulos fotovoltaicos	62
4.3	Energia integrada	69
4.3.1	Conceito	69
4.3.2	Energia integrada no Brasil	74
4.4	Principais considerações	75
5	METODOLOGIA	76
5.1	Etapas da metodologia	76
5.2	Notação empregada na dissertação	78
5.3	Obtenção de receita	79
5.4	Custo CAPEX, custos fixos, depreciação e impostos	84
5.5	Fluxo de caixa determinístico e aplicação do método estocástico	87
5.5.1	Cálculo do VPL para casos de normalidade na entrega de obras	88
5.5.2	Cálculo do VPL para casos em que há atraso ou antecipação na entrega de obras	89
5.5.3	Aplicação da Simulação de Monte Carlo	90
5.6	Principais considerações	92
6	ESTUDO DE CASO	93
6.1	A cidade de Caetité e a Renova Energia	93
6.2	Os parques eólicos integrados: Saboeiro e Jurema Preta e a usina fotovoltaica Caetité V	94
6.3	Financiamento e obtenção dos dados de vento e de irradiância solar	97
6.4	Fator de Capacidade das fontes integradas	100
6.5	Principais considerações	103
7	RESULTADOS	104
7.1	Apresentação dos cenários e associação das variáveis de entrada às funções de distribuição de probabilidades	104
7.2	Probabilidade de VPL positivo	112
7.3	Análise de sensibilidade	117
7.4	Principais considerações	118
	CONCLUSÃO	119
	REFERÊNCIAS	121
	APÊNDICE	127

ANEXO I	128
ANEXO II	130
ANEXO II.1	130
ANEXO II.2	132
ANEXO II.3	134
ANEXO III	137
ANEXO III.1	137
ANEXO III.2	138
ANEXO III.3	139
ANEXO IV	140
ANEXO IV.1	140
ANEXO IV.2	144
ANEXO IV.3	148

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização do tema

A maior parte da matriz energética brasileira é composta por fontes renováveis de energia com destaque às hidrelétricas cuja participação alcança cerca de 70% de toda a produção energética. Apesar da sua importância no contexto nacional, a energia hidráulica vem cedendo lugar a outros tipos de energias renováveis, principalmente no Nordeste brasileiro, devido à escassez de chuvas na região e a abundância de outros recursos para as demais fontes. Fontes eólicas e, recentemente, fotovoltaicas vem aumentando sua participação na matriz energética brasileira e, gradativamente, se instituindo como principais meios de aquisição de energia elétrica no país. Em 2016, por exemplo, a produção de energia por fontes eólicas na região Nordeste ultrapassou a geração por hidrelétricas e passou a ser o principal meio de obtenção de energia desse submercado.

Apesar do aumento de geração elétrica por fontes renováveis, as eólicas e fotovoltaicas apresentam um risco de retorno financeiro ao investidor relacionado à intermitência de produção de energia. Isto quer dizer que essas fontes ora produzem energia em abundância pela boa oferta de vento e irradiação solar local, ora produzem baixa quantidade de eletricidade devido à escassez desses mesmos recursos. Com o objetivo de se mitigar tal risco, investidores do setor de geração começaram a produzir energia de forma integrada, ou seja, vários tipos de fontes energéticas instaladas em um mesmo complexo fornecendo energia ao SIN simultaneamente, aproveitando ao máximo os recursos naturais de certos locais. Essa integração é recente no Brasil, mas vem se destacando em algumas regiões. Esta tendência tem sido marcante nos empreendimentos eólicos e fotovoltaicos, denominados de sistemas híbridos.

Além disso, um outro fator de risco a empreendedores do setor está relacionado ao atraso de conclusão de obras. Esse problema tem sido recorrente não só a empreendimentos de geração de energia, mas a obras referentes a sistemas de transmissão de potência que, quando não concluídas, impedem o despacho das centrais produtoras. Em casos de atraso, os agentes geradores que vendem energia no ambiente de contratação regulada devem obedecer às regras do mercado de energia e ficam sujeitos a penalizações estipuladas pela ANEEL. Por outro lado, obras concluídas antecipadamente podem entrar em operação antes do prazo previsto e, nesse caso, o investidor tem a opção de produzir e comercializar a energia gerada no ambiente de contratação livre até a data em que ele deve fornecer energia ao agente comprador no ambiente de contratação regulada.

1.2 Objetivos e metodologia

Este trabalho apresenta uma metodologia probabilística para se avaliar o risco financeiro de um empreendedor ao investir em um sistema de produção de energia integrada eólica-fotovoltaica sujeito a atrasos e antecipações na conclusão de obras. Para atingir esse propósito, o trabalho conta com objetivos parciais listados a seguir.

- Estimar a receita anual do investidor simulando a produção de energia de uma usina integrada eólica-solar a partir da modelagem matemática da potência de saída de aerogeradores e de placas fotovoltaicas.
- Estimar o investimento inicial, os custos, os impostos e as despesas relativas ao financiamento do empreendimento.
- Montar o fluxo de caixa do projeto integrado.
- Calcular o Valor Presente Líquido do projeto.
- Selecionar as variáveis de entrada da Simulação de Monte Carlo e levantar dados históricos das mesmas para associação de cada uma às funções de distribuição de probabilidade.
- Aplicar a abordagem estocástica para a avaliação qualitativa da probabilidade de VPL positivo e analisar a sensibilidade de cada uma das variáveis de entrada.

1.3 Justificativa

A aplicação de capital no setor de renováveis apresenta uma série de riscos financeiros ao investidor. Primeiramente, a natureza estocástica dos recursos naturais, essenciais à produção de energia, representa uma geração de receita aleatória ao fluxo de caixa do projeto que, além disso, está sujeito a atrasos na conclusão de obras. Esses atrasos, que ocorrem por motivos que vão desde a dificuldade de se obter licenciamento ambiental até a incapacidade financeira do investidor no cumprimento de finalização da obra, influenciam o risco do agente gerador em não obter o retorno financeiro do total investido. Por outro lado, o investidor pode antecipar a conclusão do empreendimento e iniciar a comercialização de energia no ambiente de contratação livre, afetando, da mesma forma, o risco de retorno do capital aplicado.

Alguns trabalhos na literatura apresentam o estudo de risco financeiro ao setor de energia renovável no contexto nacional. [Aquila et al. \(2016\)](#) utilizam o método VPL e a SMC para análise de risco financeiro de parques eólicos no Nordeste brasileiro considerando a modelagem da potência de aerogeradores e as regras para comercialização de energia no

mercado energético nacional. Porto (2016) estuda o impacto financeiro a agentes geradores no ACR sob as regras de contratos a longo termo de leilões públicos. O trabalho emprega a SMC para a análise probabilística de incertezas no setor de geração eólica.

A metodologia aplicada nesta dissertação é justificada pela dificuldade em se avaliar economicamente empreendimentos de energia renovável haja vista a complexidade do mercado de energia brasileiro, a ocorrência de atrasos ou antecipações na conclusão de empreendimentos e o comportamento intermitente das fontes energéticas. Além disso, o processo de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis no país vem se tornando cada vez mais diversificado nos quais diferentes tipos de fontes passam a produzir energia conjunta e simultaneamente em um sistema integrado de geração de eletricidade. Tendo em vista tais considerações, faz-se necessária uma abordagem que avalie os riscos financeiros de investidores ao decidirem aplicar certo capital no mercado de geração de energia renovável brasileiro.

1.4 Estrutura da dissertação

Esse trabalho está dividido em nove capítulos. Os seis primeiros apresentam uma revisão teórica dos assuntos abordados na dissertação e estão seguidos do capítulo 7 que mostra e explica a metodologia utilizada no trabalho. O capítulo 8 aborda o estudo de caso realizado em que se aplica a ferramenta proposta e, por fim, o capítulo 9 traz os resultados obtidos.

O capítulo 2 apresenta o setor elétrico brasileiro e discorre sobre o atual modelo de mercado bem como sobre a matriz energética nacional. Comenta-se, também, sobre o desenvolvimento da geração de energia no Nordeste do país. O capítulo 3 mostra as principais informações relacionadas à energia eólica, tais como: a modelagem da potência fornecida por uma turbina eólica, as partes de um aerogerador e o comportamento do vento. No capítulo 4, expõe-se a energia solar e comenta-se sobre a modelagem da potência fornecida por um módulo fotovoltaico, sobre a composição de tais módulos e mencionam-se alguns conceitos relacionados à irradiação solar. Além disso, uma breve explanação é dada sobre os métodos de obtenção de energia elétrica a partir da energia solar. No capítulo 5, discorre-se sobre o conceito de energia integrada e seu progresso no contexto nacional. O capítulo 6 apresenta o mercado brasileiro de energia elétrica bem como suas regras e trâmites junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. As informações do capítulo são mostradas de maneira concisa e são relativas, principalmente, ao setor de geração de energia elétrica. O capítulo 7 aborda a metodologia utilizada neste trabalho para avaliar o risco financeiro de empreendimentos de produção de energia elétrica. O capítulo apresenta alguns conceitos e teorias relacionadas à área estatística e explica o método do Valor Presente Líquido e da Simulação de Monte Carlo. Além disso, são

apresentados os cálculos realizados para a montagem do fluxo de caixa e para o cálculo do VPL. O capítulo 8 apresenta o estudo de caso proposto nesta dissertação. Esse capítulo mostra as informações de uma planta integrada eólica-fotovoltaica localizada no estado da Bahia e apresenta alguns cenários que foram sugeridos para o estudo. Finalmente, o capítulo 9 retrata os resultados da metodologia utilizada nesse trabalho aplicada ao estudo de caso proposto. É apresentada a probabilidade de um negócio rentável para cada cenário proposto e uma análise de sensibilidade das entradas da Simulação de Monte Carlo.

2 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Este capítulo mostra o modelo do setor elétrico brasileiro discutindo as fontes de energia que compõem a matriz energética nacional. Um destaque maior é dado às principais fontes de geração de energia no submercado do Nordeste.

2.1 O modelo institucional e o Sistema Interligado Nacional (SIN)

Seguindo a tendência mundial de reestruturação do setor elétrico, o Governo Federal, através de consultores e dos grupos técnicos das empresas, iniciou em 1990 a análise das questões pertinentes à reestruturação do setor elétrico brasileiro. Em 1995, foi estabelecida a Lei *n*º 9.074 que criou o produtor independente de energia (PIE) e definiu o que deveria compor a rede básica.

Entre os anos de 1995 e 1997, o Ministério de Minas e Energia (MME) elaborou um trabalho que estabeleceu as linhas gerais do modelo do setor elétrico que hoje se encontra implementado no Brasil. Neste trabalho, apresentou-se o conceito de contratos bilaterais intermediados pelo Mercado Atacadista de Energia (MAE) entre os geradores que vendem a energia e os distribuidores e varejistas que atuam comprando a mesma. A realização da compra e venda ocorre de duas formas: através do livre mercado passando pelo MAE, substituído em 2004 pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), ou através de contratos bilaterais normalmente representando contratos de longo prazo.

Após a crise energética no começo da década de 2000 e com a entrada de um novo governo em 2003, o setor elétrico brasileiro passou por uma nova reestruturação que procurou não apenas garantir a segurança de suprimento de energia elétrica como também promover a modicidade tarifária e a inserção social no setor elétrico. No mercado de energia elétrica houve a criação do ambiente de contratação regulada, ACR, contrapondo ao ambiente de contratação livre (ACL). Este novo ambiente representa a figura do único comprador desempenhado pelo Estado através do Ministério de Minas e Energia e da agência reguladora. Isto quer dizer que o governo passa a ser aquele que comercializa a energia elétrica repassando aos consumidores o custo de aquisição dessa energia (LIMA, 2011).

O modelo criado em 2004, segundo CCEE (2011), ampliou a autonomia do Operador Nacional do Sistema (ONS) e definiu a criação dos seguintes órgãos:

- **Empresa de Pesquisa Energética (EPE):** Instituída pela Lei *n*º 10.847/04 e criada pelo Decreto *n*º 5.184/04, a EPE é uma empresa vinculada ao MME, cuja

finalidade inclui a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira e a execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos. Além disso, a EPE desenvolve estudos relacionados ao planejamento da expansão da geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazo bem como realização de análises de viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental de usinas.

- **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE):** O CMSE é um órgão criado no âmbito do MME, sob sua coordenação direta, com a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional.
- **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE):** A CCEE, instituída pela Lei nº 10.848/04 e criada pelo Decreto nº 5.177/04, absorveu as funções e estruturas organizacionais e operacionais do MAE. Entre suas principais obrigações estão: a apuração do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), utilizado para valorar as transações realizadas no mercado de curto prazo e a realização da contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados. Além disso, a CCEE tem como dever: a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo bem como a realização de leilões de compra e venda de energia no ACR por delegação da ANEEL.

Todos esses órgãos foram criados na reestruturação do setor elétrico em 2004. Entretanto, vale citar outros que juntamente com eles tem importância no mercado eletro-energético brasileiro e são apresentados por [CCEE \(2011\)](#):

- **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL):** A ANEEL foi instituída pela Lei nº 9.247/96 e constituída pelo Decreto nº 2.335/97, com as atribuições de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais.
- **Operador Nacional do Sistema (ONS):** O ONS foi criado pela Lei nº 9.648/98, e regulamentado pelo Decreto nº 2.655/98, com as alterações do Decreto nº 5.081/04, para operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no SIN, bem como administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil.

A Figura 1 mostra um diagrama com os órgãos que atuam no mercado de energia elétrica brasileiro.



Figura 1 – Instituições que constituem o mercado de energia brasileiro

Fonte: CCEE (2011)

Segundo o ONS¹, o Sistema Interligado Nacional – SIN – representa a interconexão dos sistemas elétricos por meio da malha de transmissão que propicia a transferência de energia entre os subsistemas. Além disso, este sistema permite a obtenção de ganhos sinérgicos bem como a exploração da diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias. A integração dos recursos de geração e transmissão permite o atendimento ao mercado com segurança e economicidade.

O SIN é composto, principalmente, por hidrelétricas que se distribuem em dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país. Recentemente, houve a introdução e expansão da energia eólica principalmente na região Nordeste e Sul do Brasil. Além dessas, há as usinas térmicas, localizadas, geralmente, próximas aos centros de carga que desempenham papel estratégico ao SIN, pois contribuem para a sua segurança. Uma das funções dessas usinas é a de entrarem em operação de acordo com as condições hidrológicas vigentes, isto é, elas permitem a gestão do estoque de água armazenada nos reservatórios das hidrelétricas ao pouparem o despacho. Os sistemas de transmissão conectam as diferentes fontes de produção de energia e possibilitam o suprimento do mercado consumidor. A Figura 2 apresenta o sistema de transmissão de todo o Brasil.

¹ <http://ons.org.br>
Acessado em 8 de Fevereiro de 2018



Figura 2 – Mapa geoeletrico brasileiro

Fonte: Site ONS

O SIN divide-se em quatro submercados: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste. Essas divisões respeitam os limites físicos de transmissão de energia elétrica entre as regiões e para cada uma delas são estabelecidos preços distintos para comercialização de energia.

Os submercados do SIN possuem particularidades. O Sul, por exemplo, possui usinas hidrelétricas com poucos reservatórios necessitando de intercâmbio com o submercado Sudeste/Centro-Oeste. O submercado Norte, por sua vez, exporta grande parte da energia produzida no ano, enquanto o Nordeste é o grande importador dentre os submercados. Entretanto, esse quadro vem se modificando principalmente por causa da expansão de usinas eólicas nesta região. A Figura 3 mostra, em destaque, os submercados do SIN.



Figura 3 – Submercados do SIN

Fonte: produção do próprio autor

O SIN cobre quase a totalidade do país com menos de 1% da carga do Brasil não pertencente ao sistema. Existem 246 localidades isoladas no Brasil, onde vivem cerca de 760 mil consumidores². A maior parte está na região Norte, nos estados de Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima, Amapá e Pará. A ilha de Fernando de Noronha, em Pernambuco, e algumas localidades de Mato Grosso completam a lista. Entre as capitais, Boa Vista (Roraima) é a única que ainda é atendida por um sistema isolado.

2.2 A expansão da matriz energética brasileira e o desenvolvimento da produção no Nordeste

A matriz energética brasileira é composta, principalmente, por fontes renováveis de energia. Dentre essas fontes, a hidráulica é a que mais contribui para a geração energética do país constituindo cerca de 70% de toda a matriz e 80% da mesma se considerarmos apenas as fontes renováveis de energia. Entretanto, há, também, a participação das fontes não-renováveis de energia responsáveis por, aproximadamente, 18% de todo o abastecimento. A Tabela 1 apresenta a geração total de energia elétrica, por fonte, em 2016 e estima a energia produzida para 2021².

² <http://ons.org.br>
Acessado em 8 de Fevereiro de 2018

Tabela 1 – Geração de energia elétrica por fonte em 2016 e previsão para 2021

	2016		2021	
	Energia Produzida (MWh)	Porcentagem (%)	Energia Produzida (MWh)	Porcentagem (%)
Hidrelétrica	101.598	71,53	113.784	68,32
Biomassa	7.640	5,38	8.313	4,99
Eólica	9.611	6,77	16.205	9,73
Gás Natural	12.414	8,74	14.548	8,74
Derivados do petróleo	4.732	3,33	4.732	2,84
Nuclear	1.990	1,40	1.990	1,20
Solar	16	0,01	2.182	1,31
Carvão e derivados	3.174	2,23	3.478	2,09
Outras	867	0,61	1.308	0,78
TOTAL	142.042	100	166.540	100

Pela comparação dos dados da Tabela 1 observa-se que, apesar da fonte hidrelétrica fornecer a maior parte da energia elétrica em ambos os anos, as fontes eólicas e solares são as que mais crescem na matriz energética. A produção de energia a partir de fontes eólicas em 2021 deverá ser 70% superior à produzida em 2016 e em relação às fontes solares, essa porcentagem ultrapassa os 13.500%. Nota-se, portanto, uma preocupação em manter a base renovável da matriz energética brasileira bem como diversificá-la quanto à fonte de produção.

Desde o início da implantação do sistema elétrico no país, as hidrelétricas vêm sendo exploradas como principais fontes geradoras de energia. Isso se deu principalmente por causa do baixo custo de operação e manutenção dessas fontes bem como pelo relevo e clima propícios à instalação dessas usinas. Entretanto, diferentemente de outrora, alguns obstáculos à geração de energia por hidrelétricas vêm surgindo e comprometendo tanto o abastecimento energético por elas quanto a sua expansão. Dentre os problemas cita-se a mudança do regime de chuvas no Brasil que tem provocado escassez de volume de água nos reservatórios das grandes hidrelétricas e a saturação de bacias hidrográficas para a construção de novas usinas.

Uma das grandes vantagens das renováveis, em geral, é que o custo de produção da energia elétrica é mais barato em relação ao custo por termelétricas uma vez que o combustível para geração de energia daquelas é gratuito (água, vento, irradiação, etc.) e o das termelétricas deve ser adquirido a certo preço no mercado. Além disso, as fontes renováveis de energia não produzem gases poluentes à atmosfera. Devido a esses fatores, a estratégia do governo é a de aumentar a participação das renováveis na matriz energética nacional e manter as demais fontes - as não-renováveis - apenas para a segurança do sistema. Essa estratégia, porém, se torna cada vez mais difícil em relação às fontes hidráulicas em

função das razões já mencionadas e, portanto, outros tipos de fontes renováveis vêm tendo participação no despacho energético do país. Nesse contexto, o fornecimento de energia a partir das fontes eólicas e solares vem crescendo, mantendo tanto o baixo custo da geração quanto a produção de energia limpa.

A região Nordeste do Brasil é o local que apresenta a maior escassez de chuvas ao longo do ano. Como consequência, a região apresenta grandes déficits na produção de energia por hidrelétricas e recorre a outros meios para suprir a demanda interna. Assim, a matriz energética da região é bem diversificada tendo grande parte de sua energia elétrica fornecida por usinas eólicas, solares, termelétricas e pela importação de energia de outros submercados. Os gráficos mostrados na Figura 4 apresentam um comparativo, por fonte, entre o despacho realizado no Nordeste e no SIN no dia 8 de Fevereiro de 2018.

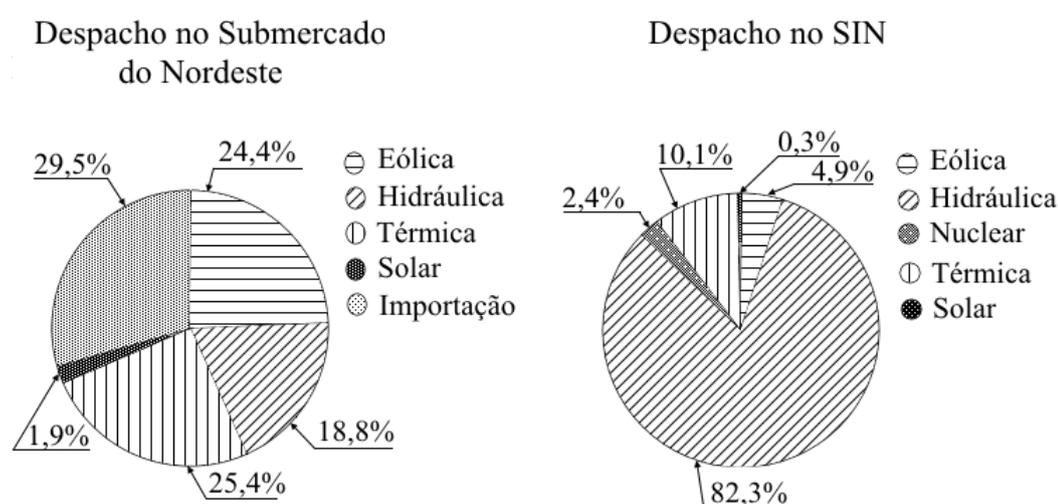


Figura 4 – Despacho por fonte energética no Nordeste e no SIN

Fonte: Site ONS

A energia elétrica produzida a partir de hidrelétricas vem diminuindo anualmente no submercado do Nordeste. Por outro lado, o despacho de energia proveniente de parques eólicos e, recentemente, de usinas solares fotovoltaicas cresce na mesma velocidade. O gráfico da Figura 5 apresenta o progresso do despacho energético no submercado do Nordeste desde o ano de 2006 até o ano de 2017. Esse gráfico evidencia o decaimento da geração de energia por fontes hidráulicas enquanto o fornecimento por termelétricas cresce consideravelmente, ultrapassando a produção de hidrelétricas em 2014. Na mesma proporção, a produção de energia por parques eólicos aumentam significativamente a partir de 2013 e superam a produção de termelétricas em 2016. A energia solar, por sua vez, aparece tímida a partir desse mesmo ano, mas vem se consolidando no mercado de energia elétrica como fonte geradora. Os primeiros leilões de usinas fotovoltaicas (UFVs) para o mercado regulado foram realizados em 2015 e cerca de 80% dos empreendimentos

estão sendo instalados no Nordeste. A região, apesar de carente em recursos hídricos, vem buscando alternativas renováveis para a geração de energia elétrica apostando nos ventos e na irradiação solar local como fontes de produção.

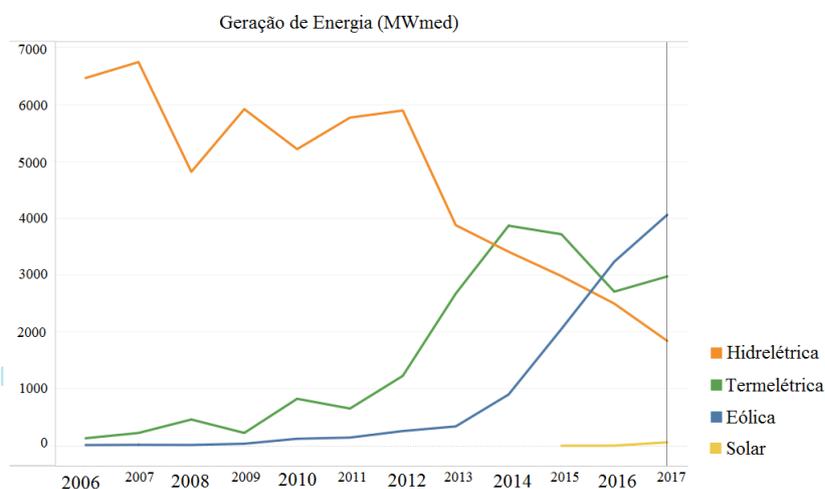


Figura 5 – Despacho de energia média anual por fonte no submercado Nordeste

Fonte: Site ONS

2.3 Energia eólica e solar no Brasil

No Brasil, os parques eólicos vêm sendo instalados desde 2006 principalmente no Sul e Nordeste do país. Porém, o crescimento se intensificou apenas em 2013 quando as primeiras plantas eólicas dos leilões vencedores de 2009 foram instaladas. A partir de 2009, os leilões de parques eólicos aconteceram anualmente em todo território nacional e até 2015 somavam-se, aproximadamente, 420 leilões vencidos. Para ilustrar o cenário brasileiro em termos de produção energética a partir de energia eólica: em 2009, a potência média entregue por esse tipo de fonte na matriz energética nacional foi, aproximadamente, 81 MWmed enquanto que em 2017, esse número chegou a 4.826 MWmed. A previsão é que a energia eólica seja cada vez mais explorada no Brasil uma vez que o país apresenta boas condições climáticas para produção de energia elétrica por parques eólicos. Além disso, a demanda por carga tende a aumentar cada vez mais nos próximos anos e para supri-la, mantendo a estratégia de priorizar a expansão de energia renovável em relação à tradicional, amplia-se o fornecimento de energia por fontes eólicas, hídricas e solares.

Quanto à geração solar, o crescimento fora mais modesto e mais recente. Os leilões de usinas fotovoltaicas começaram a ser realizados no Brasil em 2015 cujas plantas foram implantadas em anos posteriores. Nesse mesmo ano, a potência média fornecida ao SIN por fontes solares era de apenas 2 MWmed e, em 2017, essa mesma potência foi de 74

MWmed.

O gráfico da Figura 6 traz a evolução dessas e de outras fontes desde o ano de 2006 até o ano de 2017. É interessante observar a oscilação da energia gerada por hidrelétricas ao longo do tempo, isto é, em um período de dez anos a produção de energia por fonte hidráulica ora aumentou ora diminuiu. Em 2011, quando a geração de eletricidade por tais fontes começou a declinar, não havia um sistema eólico robusto que pudesse suprir a demanda de carga do país e, portanto, as termelétricas foram acionadas. De fato, nota-se que quando há um decréscimo de produção por hidrelétricas, há um aumento de geração por fontes térmicas e vice-versa. Uma maior geração por parte de outras fontes renováveis como eólica e solar, por exemplo, poderia diminuir o despacho de fontes térmicas e tornar o sistema mais rentável ao consumidor.

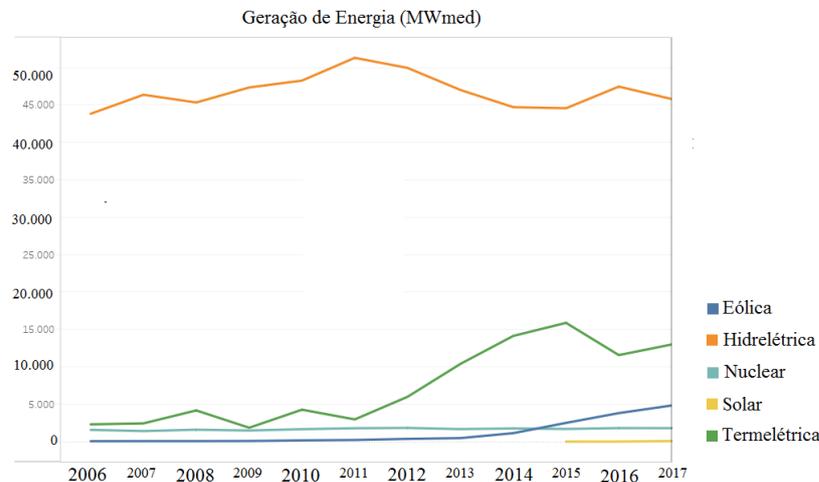


Figura 6 – Histórico de despacho energético no SIN por fonte de energia

Fonte: Site ONS

2.4 Fator de Capacidade (FC) de parques eólicos e usinas fotovoltaicas no Brasil

O fator de capacidade de um sistema de geração de energia é definido como a razão, em determinado intervalo de tempo, entre a produção de energia efetiva da planta e o que seria gerado se ela operasse constantemente em sua capacidade nominal (EPE, 2016b). Em outras palavras, o FC de uma planta de energia mede o quão ela produz em relação ao que ela poderia gerar se operasse em regime nominal, isto é, na sua capacidade máxima. O FC é um bom parâmetro para se avaliar o rendimento de usinas, principalmente das renováveis cuja produção depende da disponibilidade de recursos naturais. A equação 2.1

representa o cálculo do fator de capacidade de um empreendimento energético:

$$FC = \frac{E_p(t)}{P \times t} \quad (2.1)$$

em que $E_p(t)$ é a energia produzida pela planta (MWh) em um certo tempo t , P é a potência nominal de todo o empreendimento (MW) e t é o tempo em que a planta permanece em operação (horas).

Uma vez que a potência nominal de um empreendimento é constante, a energia produzida em um certo intervalo de tempo determina o índice do FC daquela fonte. Valores altos de FC significam maior produção de energia pelo parque instalado ao passo que valores baixos designam uma módica produção energética. Quanto a isso, características físicas e climáticas de uma dada região assim como aspectos tecnológicos do sistema de geração influenciam o fator de capacidade de um dado empreendimento energético instalado em um certo local.

Como exemplo, assumo um parque eólico com uma certa capacidade de geração de energia instalado em uma região onde o fluxo de vento seja elevado e constante. Certamente, a produção de energia por esse parque será grande, uma vez que a abundância de recursos eólicos contribui para esse fato. Por outro lado, se o fluxo de vento for limitado, a geração energética e, conseqüentemente, o fator de capacidade desse mesmo parque será baixo. Considerando, agora, dois parques eólicos distintos situados em áreas próximas e com características físicas e climáticas similares, mas com maquinário e aparato tecnológico diferentes, haverá maior produção de energia aquele que apresentar equipamentos mais modernos. O avanço tecnológico na área energética permite a otimização de insumos para o aumento da geração de energia e, de modo conseqüente, do valor do FC. Esse exemplo esclarece como aspectos físicos, climáticos e tecnológicos afetam o fator de capacidade de um empreendimento energético.

Uma vez que a energia produzida por uma planta varia com as características de uma região específica, é comum utilizar o fator de capacidade para averiguar a geração de energia de um país. Uma nação, por exemplo, que apresente grande potencial para produção de energia eólica devido às suas características físicas e climáticas implica em uma nação que possui um alto fator de capacidade eólico em relação a outros países do mundo. A evolução tecnológica de sistemas de geração de potência ocorre em todo o mundo e permite uma maior produção por centrais geradoras. A título de exemplo, a Figura 7 mostra a evolução da potência nominal de aerogeradores no mundo ao longo de três décadas.

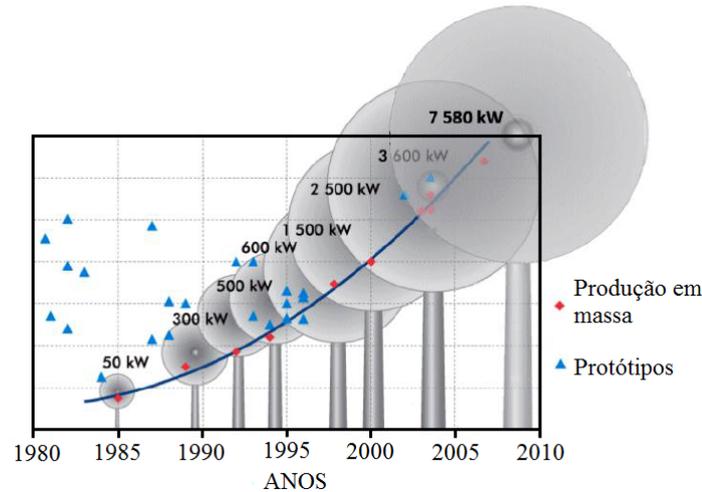


Figura 7 – Evolução tecnológica de aerogeradores ao longo dos anos

Fonte: Montezano (2013)

Em relação à energia eólica no Brasil, o FC de empreendimentos no setor aumentou em decorrência do aumento de instalações, do desenvolvimento tecnológico e da alocação de parques em melhores sítios (MME, 2016). O fator de capacidade de usinas eólicas medido para o mês de Abril de 2014 no Brasil foi de 35% enquanto que em Outubro do mesmo ano esse fator foi de 47% (CCEE, 2014a). Isto quer dizer que de toda a potência nominal de parques eólicos instalados no país, 35% e 47% foram convertidas em energia para o sistema elétrico em Abril e Outubro de 2014, respectivamente. Esses valores foram os mínimos e máximos para aquele ano e mostram como o FC de um dado setor energético e de um local específico também se altera conforme a sazonalidade do ano. O FC médio de 2014 em todo o país foi de 38%.

Assim como em outros empreendimentos de geração de energia, aplica-se, também, o fator de capacidade a usinas fotovoltaicas. Todas as características discutidas até aqui e que de alguma forma alteram esse fator são também consideradas nesses empreendimentos. Quanto ao aspecto tecnológico, usinas fotovoltaicas com sistema de rastreamento apresentam um FC maior em relação às mais comuns. O sistema de rastreamento permite que módulos fotovoltaicos se movam em torno de um ou mais eixos a fim de captar maior irradiação solar e aumentar a potência gerada. De acordo com EPE (2016b) o fator de capacidade dos empreendimentos que utilizam sistema de rastreamento em 1 eixo varia de 19% a 26% enquanto que os que utilizam estrutura de suporte fixa apresentam valores de 17% a 21%. Em comparação com outras fontes energéticas como a eólica por exemplo, o FC de empreendimentos fotovoltaicos é baixo. Nas regiões mais favoráveis do país, o nível de irradiação solar corresponde à geração de plena potência das instalações por período equivalente a cerca de 1.500 horas por ano e o fator de capacidade é de 17% (EPE, 2012).

2.5 Principais considerações

Este capítulo analisou a oportunidade de usinas eólicas e solares no atual cenário de geração do Brasil. A região Nordeste tem sido a mais procurada para a instalação de usinas eólicas face ao déficit de geração e a abundância de vento. Além disso, usinas solares têm apresentado também importante opção em todo país dado o nível de insolação. Aspectos relacionados a estas usinas e a sua combinação serão avaliados nos próximos capítulos.

3 O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

Todos os setores de energia: geração, transmissão e distribuição estão sujeitos às regras e regulamentações do mercado de energia elétrica. As normas são estabelecidas por agências específicas que também se encarregam de verificar o cumprimento das mesmas pelos agentes de mercado.

Este capítulo apresenta o mercado de energia elétrica brasileiro e suas principais regras. Este mercado é bastante complexo e possui muitas particularidades que não são explanadas aqui, porém, as principais informações do sistema de geração de energia necessárias para o estudo de caso deste trabalho são mostradas no capítulo.

3.1 Os ambientes de contratação de energia

A Lei 10.848 de 2004 alterou consideravelmente a regulação do setor elétrico brasileiro. As regras de comercialização de energia elétrica e de licitação para outorga de concessões foram modificadas. Houveram mudanças, também, nas regras de obrigatoriedade da segmentação de atividades das empresas de distribuição de energia elétrica e nas regras de relação dos agentes com os chamados consumidores livres e cativos.

O modelo vigente do setor elétrico prevê que a comercialização de energia elétrica pode ser realizada em dois ambientes de mercado: o ambiente de contratação regulada (ACR) e o ambiente de contratação livre (ACL) (CCEE, 2011).

O ambiente de contratação regulada é destinado ao atendimento de consumidores cativos no qual a contratação é formalizada através de contratos bilaterais regulados celebrados entre agentes vendedores dos leilões de compra e as distribuidoras de energia elétrica. Os contratos são definidos por meio de leilões realizados pela ANEEL/CCEE nos quais a energia é adquirida pela menor tarifa. Neste ambiente, as distribuidoras têm que garantir o fornecimento à totalidade dos seus consumidores e podem adquirir energia das seguintes formas (CCEE, 2011):

- Leilões de compra de energia elétrica oriundos de empreendimentos de geração existente e de novos empreendimentos de geração.
- Geração distribuída. A contratação deve ser precedida de chamada pública feita pelo próprio agente concessionário.

- Produção energética a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, contratadas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.
- Itaipu Binacional, no caso de agentes de distribuição cuja área de concessão esteja localizada nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

No ambiente de contratação livre, por sua vez, há a negociação entre os agentes geradores, comercializadores, consumidores livres ou especiais, importadores e exportadores de energia. Neste ambiente, acontece a compra e venda de energia a seus respectivos preços e as transações são realizadas através de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL). A Figura 8 sumariza o modelo e a relação de ambos os ambientes de contratação.

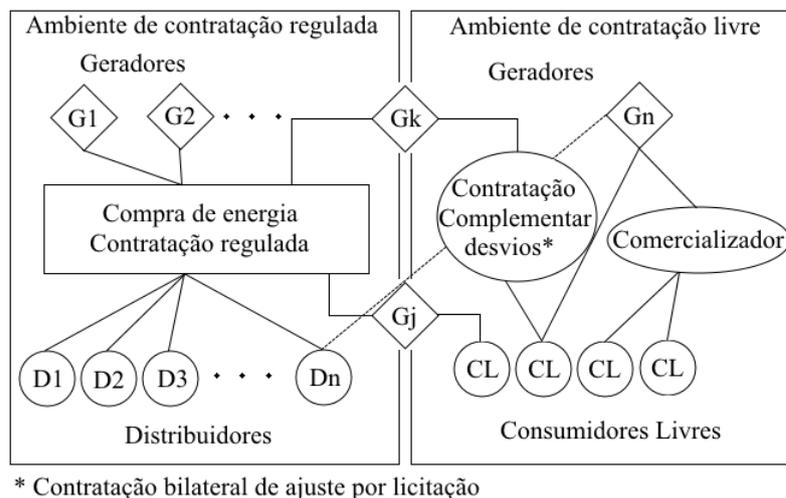


Figura 8 – Modelo atual do mercado de energia brasileiro

Fonte: adaptado de Mayo (2009)

3.1.1 O Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

No ACR, as distribuidoras devem suprir os consumidores cativos, aqueles que, por determinação legal, não podem comprar energia de terceiros, somente de suas respectivas concessionárias locais, mediante tarifa regulada pela ANEEL. As distribuidoras ficam sujeitas à compra de energia elétrica, garantindo o fornecimento energético à totalidade de seus respectivos mercados, mediante processo de licitação, promovido direta ou indiretamente pela ANEEL e CCEE.

A contratação regulada é formalizada mediante a assinatura de um contrato bilateral denominado Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR. Este contrato deve ser celebrado entre cada geradora e todas as distribuidoras, à

exceção daquelas permissionárias ou autorizadas com mercado inferior a 500 GWh/ano (SILVA, 2010). Denomina-se “energia existente” a energia proveniente de empreendimentos já amortizados, e de “energia nova” a energia oriunda de empreendimentos ainda não amortizados.

Cabe à ANEEL e à CCEE promover leilões para licitações de contratação de energia elétrica pelas distribuidoras. A partir de 2004, os leilões de energia se tornaram o meio mais utilizado pelas concessionárias de distribuição para a contratação de energia elétrica no ambiente regulado.

Dentre os tipos de leilões, destacam-se (CCEE, 2018b):

- **Leilão de Energia Nova:** o leilão de energia nova tem como finalidade atender ao aumento de carga das distribuidoras. Neste caso são vendidas e contratadas energia de usinas que ainda serão construídas. Este leilão pode ser de dois tipos: A-5 (usinas que entram em operação comercial em até cinco anos) e A-3 (em até três anos).
- **Leilão de Fontes Alternativas:** o leilão de fontes alternativas foi instituído com o objetivo de atender ao crescimento do mercado no ambiente regulado e aumentar a participação de fontes renováveis – eólica, biomassa e energia proveniente de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) – na matriz energética brasileira. A entrega da energia a partir de fontes alternativas é definida a partir da data de realização do leilão (A-1, A-2, A-3, A-4, A-5 e, recentemente, fora adicionado o A-6). O termo A-6, por exemplo, significa que a entrega de energia pelo agente gerador deve ocorrer, impreterivelmente, em um prazo de 6 anos posterior à data do leilão.
- **Leilão de Energia Existente :** o leilão de energia existente foi criado para contratar energia gerada por usinas já construídas e que estejam em operação, cujos investimentos já foram amortizados e, portanto, possuem um custo mais baixo.
- **Leilão de Energia de Reserva:** a contratação da energia de reserva foi criada para elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) em caso de desequilíbrio entre a geração real e estimada em um certo período de tempo. A energia é proveniente de usinas especialmente contratadas para esta finalidade seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes. Os usuários de energia de reserva são os agentes de distribuição, os consumidores livres, os consumidores especiais, os autoprodutores (na parcela da energia adquirida), os agentes de geração com perfil de consumo e os agentes de exportação participantes da CCEE.
- **Leilão de Ajuste:** os leilões de ajuste visam a adequar a contratação de energia pelas distribuidoras, tratando eventuais desvios oriundos da diferença entre as previsões feitas distribuidoras em leilões anteriores e o comportamento de seu mercado.

Quanto à vigência contratual no ACR, a comercialização de energia é feita a longo prazo. Os CCEARs podem ter vigência de 15 a 30 anos, contados do início do suprimento de energia, quando se tratar de novos empreendimentos, ou de 5 a 15 anos, contados do ano seguinte ao da realização do leilão de compra, quando se tratar de energia existente. A Tabela 2 mostra os tipos básicos de leilões regulamentados.

Tabela 2 – Tipos de leilões regulados

Fonte: (SILVA, 2010)

Leilão	Objeto	Vigência
A-1	Energia existente	de 5 a 15 anos, contados do ano seguinte ao da realização do leilão
A-3	Energia de novos empreendimentos	de 15 a 30 anos, contados do início do suprimento
A-5	Energia de novos empreendimentos	de 15 a 30 anos, contados do início do suprimento
Entre A-3 e A-5	Energia de fontes alternativas	de 15 a 30 anos, contados do início do suprimento
Ajuste	Energia existente	até 2 anos
Energia existente	Energia existente	Mínimo de 8 anos, para início de suprimento em 2005, 2006 e 2007 Mínimo de 5 anos, para início de suprimento em 2008 e 2009

3.1.2 O Ambiente de Contratação Livre (ACL)

O ACL é destinado ao atendimento de consumidores livres no qual a contratação é definida através de contratos bilaterais, cujas condições são livremente negociadas entre os agentes de geração, comercialização, consumidores livres, importadores e exportadores de energia (MAYO, 2009). Mesmo sendo feitos diretamente entre o agente gerador e o consumidor ou entre esse mesmo agente e o comercializador, os contratos devem ser declarados à CCEE com os montantes de energia e o período total de fornecimento contratado. Esse contrato é, portanto, o acordo de compra e venda de energia entre agentes de geração e comercializadores ou consumidores livres. Quando bilateral, podem ser de longo ou curto prazo – superior ou até 6 meses, respectivamente – e os vendedores ficam responsáveis por discretizar mês a mês o volume anual de energia contratado bilateralmente.

Os consumidores que optem por tornarem-se livres, realizando a compra de energia através de contratos no ACL, devem ser representados pela CCEE e estão sujeitos ao pagamento de todos os encargos, taxas e contribuições setoriais previstas na legislação (CCEE, 2011). Os consumidores desse mercado são chamados livres e podem escolher seu fornecedor de energia elétrica por demandarem um mínimo de 3 MW de consumo de energia mensal. Grandes indústrias, por exemplo, são grandes consumidoras em potencial

de energia elétrica e, assim, podem escolher de quem comprar a energia. O consumidor livre que desejar retornar à condição de cativo, deve informar à concessionária de distribuição local com um prazo mínimo de cinco anos, sendo que esse prazo pode ser reduzido mediante acordo entre as partes.

3.2 Contabilização e liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo – *Spot*

As operações na CCEE são regidas por um conjunto de regras de comercialização que estabelecem as bases necessárias para o processo de contabilização e liquidação financeira. Essas regras são um conjunto de formulações algébricas que determinam todos os relacionamentos entre as variáveis do processo de comercialização da energia na CCEE. Elas estabelecem as sequências dos cálculos que devem ser realizados, a partir dos dados de entrada (fornecidos pelos agentes, ONS, ANEEL e CCEE), de forma a contabilizar as operações do mercado (CCEE, 2011).

Essas regras comerciais associadas aos seus respectivos procedimentos estabelecem as bases necessárias para a operação comercial da CCEE e estipulam o processo de contabilização e liquidação, isto é, o processo de apuração das posições comerciais dos agentes de mercado, quanto às receitas ou despesas decorrentes da comercialização de energia e do pagamento ou recebimento por alguns serviços prestados ao sistema (MAE, 2003).

As regras de mercado são fruto de um processo setorial em que os agentes participaram ativamente, acordando formato e conteúdo. Elas foram aprovadas no ano de 2000 pela Assembleia Geral do MAE (antiga CCEE) e encaminhada à ANEEL para homologação. Algumas partes do conjunto de regras de mercado foram ratificadas e outras revogadas como resultado do processo de homologação que, ainda, estabeleceu diretrizes para a implementação gradual das mesmas até que fosse alcançada a meta final. Dentre tais diretrizes, citam-se:

- Definição dos preços "*ex-ante*" de energia em base mensal ou semanal e abrangência de setembro de 2000 a junho de 2001. O termo "*ex-ante*" refere-se ao cálculo do preço realizado com valores previstos de carga, afliências e disponibilidades dos geradores.
- Dupla contabilização, com preços e quantidades calculados "*ex-ante*" e "*ex-post*", em base semanal com abrangência de julho a dezembro de 2001. "*Ex-post*" refere-se ao cálculo do preço realizado com valores verificados de carga, afliências e disponibilidades dos geradores.

- Definição de preços e quantidades em intervalos de uma hora, no máximo, com dupla contabilização com abrangência a partir de janeiro de 2002.

As relações comerciais entre produtores e consumidores são regidas por contratos de compra e venda de energia cuja liquidação financeira é realizada diretamente entre as partes contratantes, por meio de condições livremente negociadas. Isso ocorre tanto no ambiente de contratação livre quanto no regulada. O montante de energia a ser vendido pelo agente gerador é declarado à CCEE e o vendedor fica responsável por fornecer toda a energia determinada em contrato.

A partir dos contratos e dos dados de medição registrados, a CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi gerado ou consumido e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado, tendo como base o Custo Marginal de Operação (CMO) do sistema, limitado por um preço mínimo e por um preço máximo. Com base nessas duas informações (montantes contratados e montantes medidos), é realizada a contabilização e são calculados os montantes negociados no mercado *Spot*.

Uma vez que a comercialização de energia na CCEE é resultante da diferença entre a energia contratada, via contratos, e a energia efetivamente produzida ou consumida, as regras de mercado tratam o chamado "Mercado de Curto Prazo" ou *Spot* de acordo com a Figura 9.

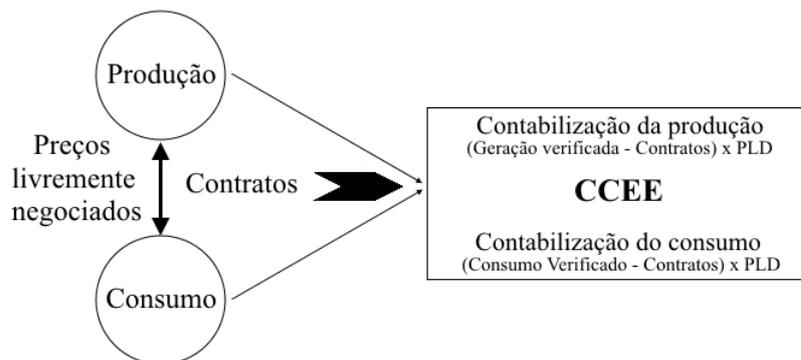


Figura 9 – Energia comercializada

Fonte: adaptado de MAE (2003)

A Figura 10 apresenta uma visão simplificada dos dados e processos envolvidos na contabilização da CCEE, desde o registro dos dados até a obtenção da chamada pré-fatura, compreendendo três etapas principais: processamento dos dados de entrada, processamento intermediário e processamento final de contabilização. Algumas etapas e conceitos dos dados e processos apresentados na figura são discutidos, sucintamente, adiante.

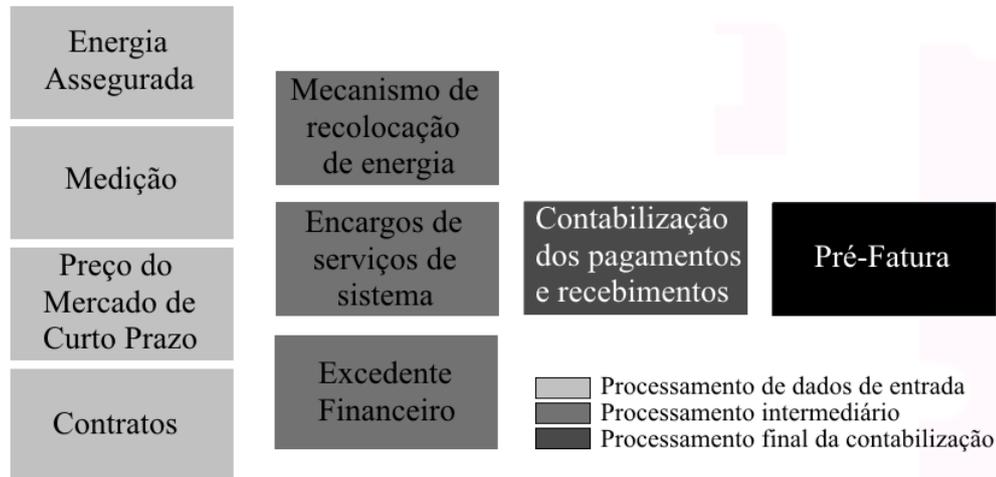


Figura 10 – Energia comercializada

Fonte: adaptado de MAE (2003)

A energia assegurada (EA) – Garantia Física (GF) – de empreendimentos energéticos é a máxima produção de energia que pode ser mantida quase que continuamente pela fonte ao longo dos anos admitindo certo risco de não atendimento à carga. A energia assegurada é relativa a cada usina e atribuída pela ANEEL nos contratos de concessão. Ela constitui também a quantidade de energia que o gerador tem disponível para entregar a longo prazo.

A modulação da energia assegurada é o processo pelo qual a energia assegurada de cada usina é discretizada em valores por período de comercialização. Essa modulação é necessária uma vez que os valores de energia assegurada das unidades geradoras são anuais médios (MWh/h). Esses montantes anuais são sazonalizados em valores mensais e convertidos em valores por período de comercialização. A Figura 11 ilustra a sazonalização e modulação da energia assegurada.

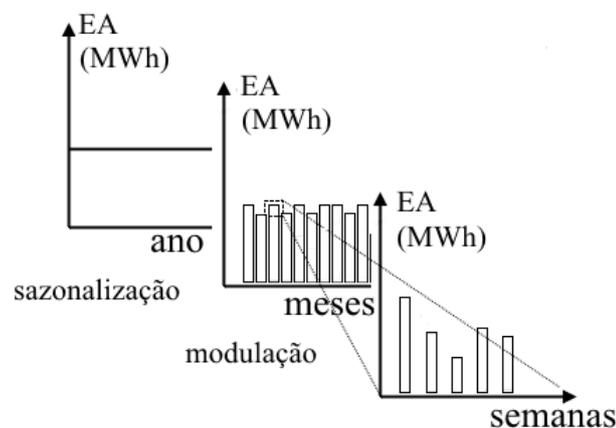


Figura 11 – Sazonalização e modulação da Garantia Física

Fonte: adaptado de MAE (2003)

A medição é o processo de apuração das quantidades de produção e consumo de energia elétrica, que são agrupadas e ajustadas a fim de possibilitar a contabilização da energia comercializada pelos agentes da CCEE no Mercado de Curto Prazo. Os ajustes são necessários devido a perdas elétricas que ocorrem nos sistemas de geração e transmissão. Essas perdas são rateadas entre os agentes de produção e consumo o que faz coincidir a geração efetiva total do sistema com a carga total efetiva.

O preço do Mercado a Curto Prazo ou Preço de Liquidação das Diferenças é utilizado para valorar a compra de energia no mercado *Spot*. Modelos matemáticos são utilizados para o cálculo do seu valor e tem como objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento (MAE, 2003).

Os contratos de venda e compra de energia são realizados no ambiente regulado ou livre e as demais transações de energia são feitas no Mercado de Curto Prazo ao Preço de Liquidação das Diferenças. Os contratos iniciais foram estabelecidos como meio de transição entre o modelo centralizado e o modelo competitivo e foram homologados pela ANEEL em valores anuais médios. Estes montantes anuais são sazonalizados em valores de energia mensal de contratos iniciais e, então, modulados para cada contabilização (MAE, 2003).

A realocação de energia é um mecanismo que compartilha os riscos financeiros de venda de energia a longo prazo (MAE, 2003). A cada usina do SIN atribui-se uma quantidade de energia assegurada anual que corresponde ao potencial médio de produção daquele aproveitamento. Ocorre realocação de energia quando a geração total do empreendimento é maior ou igual ao total da energia assegurada modulada do sistema ou quando a geração total é menor que a assegurada. A alocação energética é valorada ao PLD no mercado *Spot* e ocorre prioritária, mas não exclusivamente, dentro do submercado onde foi gerada.

A realocação de energia pode acontecer entre submercados distintos com preços diferentes. Quando isso acontece, pode haver excedente financeiro ou "*surplus*". Na CCEE, a energia exportada é vendida ao preço do submercado onde ela foi gerada e é comprada ao preço do submercado aonde ela é consumida. Se houver diferença de preço entre os submercados, haverá um excedente financeiro que não pertence a nenhum agente do mercado. A importância, então, é utilizada para aliviar as exposições de contratos entre submercados.

3.2.1 Garantia Física – (GF)

O conceito de Garantia Física está relacionado com a história do planejamento do sistema elétrico brasileiro. No passado, a expansão da geração desse sistema foi baseada na segurança da produção de energia em que a geração de energia era realizada continuamente

sem ocorrência de déficit. A partir da década de 80, o planejamento do setor elétrico brasileiro passou a ser probabilístico em detrimento do antigo método determinístico. Entende-se por probabilístico, o planejamento em que há menores ou maiores chances de não se produzir energia elétrica e por determinístico, um modelo em que a produção de energia é garantida para a pior condição de afluência observada no passado. Essa garantia é proveniente de um modelo em que as chances de déficit de energia só ocorrem se houver um caso pior que a afluência crítica observada no passado. A matriz energética brasileira conta com energia a partir de renováveis, principalmente, de hidrelétricas que dependem da água para produção de energia. Mesmo dimensionando o parque para a pior condição do histórico não há garantia absoluta de suprimento. Além disso, planejar o parque para a pior condição, aumenta significativamente os custos. O conceito de Energia Assegurada (EA) ou Garantia Física (GF), que representa a energia disponível considerando-se explicitamente o risco de haver déficit, foi introduzido para se buscar um *trade-off* entre custo e segurança de abastecimento.

Definiu-se que a Garantia Física do sistema elétrico brasileiro corresponde à máxima carga que pode ser suprida a um risco pré-fixado de não atendimento em 5%. A Garantia Física de uma determinada usina corresponde à fração a ela alocada da Garantia Física do Sistema. Em termos de comercialização de energia, corresponde à quantidade de energia que a usina pode comprometer em contratos de venda (CCEE, 2011)

Em leilões, a GF de uma usina participante é calculada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e representa o montante de energia expresso em MW médios que essa usina pode vender no referido leilão. O proprietário da usina poderá optar por vender a totalidade de sua GF ou parte dela, viabilizando a negociação da sobra da mesma no ambiente livre.

No mercado energético, acontece, principalmente com as hidrelétricas, a realocação de energia que é realizada para diminuir os riscos hidrológicos que afetam os agentes da geração. Essa realocação nada mais é que a transferência do excedente daqueles que geraram além de suas Garantias Físicas para aqueles que geraram abaixo. A alocação de energia das usinas com superávit de geração em relação à GF, para as usinas com déficit de geração, também em relação à GF, é feita prioritariamente entre usinas dentro de cada submercado.

A GF de usinas eólicas pode ser calculada de acordo com a equação 3.1 (MME, 2016).

$$GF_{eol} = \frac{P_{90ac} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) - \Delta P}{8760} \quad (3.1)$$

em que GF_{eol} é dada em MW_{médio}, P_{90ac} é a produção anual de energia certificada, em MWh, referente ao valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual

ou maior a 90%, constante do registro de certificação de medições anemométricas e de produção anual de energia, $TEIF$ é a taxa equivalente de indisponibilidade forçada (pu), IP a indisponibilidade programada (pu), ΔP a estimativa anual do consumo interno e perdas elétricas, em MWh, até o ponto de conexão da usina com o sistema elétrico e 8760 é o número de horas em um ano.

O cálculo da GF de usinas fotovoltaicas é dado pela equação 3.2 (MME, 2016):

$$GF_{sol} = \frac{P_{50ac} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) - \Delta P}{8760} \quad (3.2)$$

GF_{sol} é dada em $MW_{médio}$ e P_{50ac} é a produção anual de energia certificada, em MWh, referente ao valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a 50%, constante do registro de Certificação de Dados Solarimétricos e de Produção Anual de Energia.

3.2.2 Preço de Liquidação das Diferenças – (PLD)

O PLD é o resultado do modelo computacional que simula o custo marginal da energia a partir da decisão de menor custo da geração. Seu valor é determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação e limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada submercado.

O modelo matemático responsável pelo cálculo do Custo Marginal da Operação (CMO) tem por objetivo encontrar a solução de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o futuro de seu armazenamento. O CMO pode ser entendido como o custo por unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de carga no sistema.

A Figura 12 apresenta o custo total em função dos custos futuro e imediato que, por sua vez, são em função do volume de água armazenado.

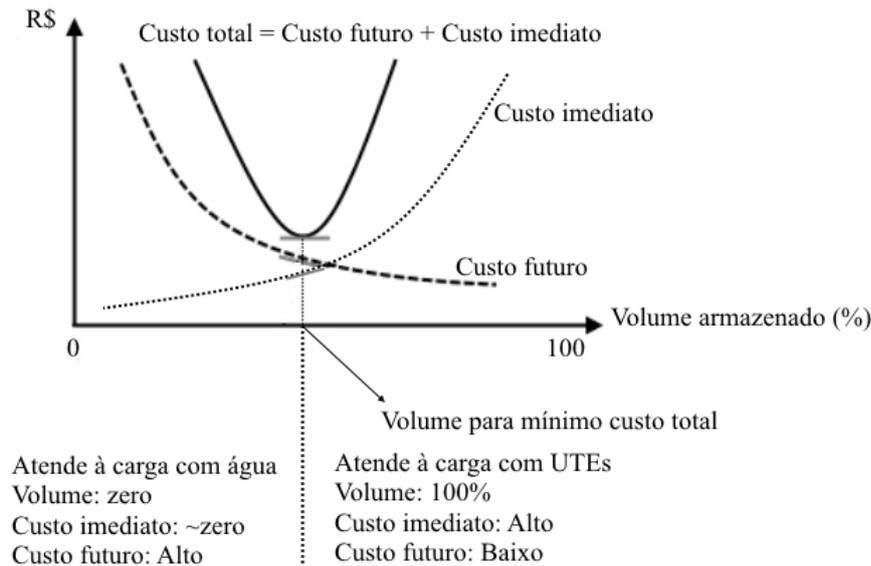


Figura 12 – Minimização do custo de operação de um sistema hidrotérmico

Fonte: adaptado de Mayo (2009)

A matriz energética brasileira conta majoritariamente com o despacho de centrais hidrelétricas no sistema elétrico. Devido ao custo baixo desses despachos, a máxima utilização da energia hidrelétrica disponível em cada período é a premissa mais econômica apesar de riscos maiores de déficits futuros estarem associados a ela. Por outro lado, a máxima confiabilidade de fornecimento é conseguida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível, o que significa utilizar mais geração térmica e, portanto, aumentar os custos de operação.

O processo para cálculo do PLD consiste na utilização de uma cadeia de modelos computacionais NEWAVE/DECOMP/DESSEM que produzem como resultado o CMO de cada submercado respectivamente em base mensal, semanal e horária (MAE, 2003). Este cálculo baseia-se no despacho *ex-ante*, ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando os valores de disponibilidade declarados de geração e o consumo previsto de cada submercado (MAYO, 2009).

O PLD é determinado para cada um dos submercados, estes caracterizados como regiões geoeletricas que não apresentam significativas restrições de transmissão, o que faz com que essas regiões tenham preço único. Para se determinar o PLD de cada submercado, os modelos são operados sem levar em conta as restrições internas de transmissão, embora as restrições de transmissão entre os submercados sejam consideradas.

Dentre os parâmetros que mais influenciam o Custo Marginal de Operação e, conseqüentemente, o preço no Mercado de Curto Prazo, destacam-se:

- Níveis iniciais de armazenamento dos reservatórios das usinas.

- Afluência dos meses anteriores
- Previsão de carga que exhibe certo grau de incerteza
- Expansão da oferta de geração e transmissão
- Limites de transmissão inter-regionais
- Disponibilidade dos equipamentos de geração e transmissão
- Custo de geração térmica que varia em função do custo do combustível.

Dentre outros.

O PLD é uma das maiores preocupações dos agentes do setor elétrico, principalmente dos que pertencem ao ACL. Isso acontece devido à volatilidade e imprevisibilidade do preço no Mercado de Curto Prazo.

O Preço de Liquidação das Diferenças apresenta alta correlação com a hidrografia afluyente, isto é, períodos com grandes afluências levam os preços *Spot* a valores muito baixos devido à não necessidade de geração com usinas termelétricas flexíveis, que são aquelas que entram em operação quando há insuficiência de geração de base renovável. Por outro lado, em períodos em que há pouco despacho de energia por centrais hidrelétricas, o preço *Spot* é elevado. Sistemas hidrotérmicos com predominância hidráulica tendem a ter um preço de energia pouco volátil no curto prazo e mais volátil no médio prazo. Isso acontece porque, no curto prazo, os reservatórios transferem energia das horas de carga baixa para as de ponta, reduzindo a volatilidade dos preços.

3.2.3 Recomposição de lastro de energia

A recomposição de lastro é o procedimento feito pelo agente gerador que, por razões comerciais ou operacionais, não possui garantia física própria para honrar as obrigações contratuais assumidas no mercado (SILVA, 2010).

Conforme o Decreto nº 5.163/2004, o lastro é um certificado emitido pelo Ministério de Minas e Energia (MME) correspondente à garantia física proporcionada por empreendimentos de geração, em MW médios, para a segurança do suprimento do sistema. A garantia física, assim, corresponde à quantidade máxima de lastro que o agente pode comercializar bilateralmente no SIN. O termo "lastro" difere do de energia uma vez que seu conceito está ligado à confiabilidade do sistema para garantir a expansão do setor.

O CCEAR prevê a compulsoriedade de recomposição de lastro para algumas situações expressamente previstas em contrato, a saber:

- (i) início de suprimento anterior à motorização que assegure a garantia física total do empreendimento;
- (ii) atraso na entrada em operação comercial ou indisponibilidade da usina, ou das unidades geradoras que compõem sua garantia física.

Nas situações em que a recomposição de lastro ocorre por atrasos na entrada em operação comercial, ou por indisponibilidade, eventuais reduções de custos na contratação de energia devem ser repassados aos consumidores finais.

A recomposição de lastro se verifica principalmente pelas grandes dimensões territoriais e pelos diferentes períodos de ocorrência de chuvas no Brasil, gerando períodos secos e úmidos não coincidentes. Uma região, por exemplo, onde em certa época do ano haja período de baixa oferta de chuva deve armazenar água produzindo abaixo da média, enquanto que uma outra região onde haja abundância de chuva produz acima da média, fazendo com que existam transferências de energia entre regiões. O princípio dessa realocação é de que cada agente gerador receba seu nível de garantia física, desde que os demais geradores gerem de maneira agregada seus níveis de energia assegurada. Se a energia produzida por todos os geradores participantes na CCEE for maior que a soma de seus níveis de garantia física, o excesso produzido também é realocado a todos os outros participantes. Do contrário, se a energia gerada pelos agentes for menor que a soma de seus níveis de energia assegurada, haverá alocação de energia no sistema de forma que cada um receba os seus níveis de energia assegurada ajustada por um fator de redução.

A recomposição de lastro por agentes geradores com déficit de produção de energia é realizada pela compra de energia daqueles cuja geração tenha produzido excedentes. As transações acontecem preferencialmente entre geradores do mesmo submercado, podendo ocorrer, também, entre submercados diferentes.

A Figura 13 ilustra simplificada a recomposição de lastro entre agentes geradores.

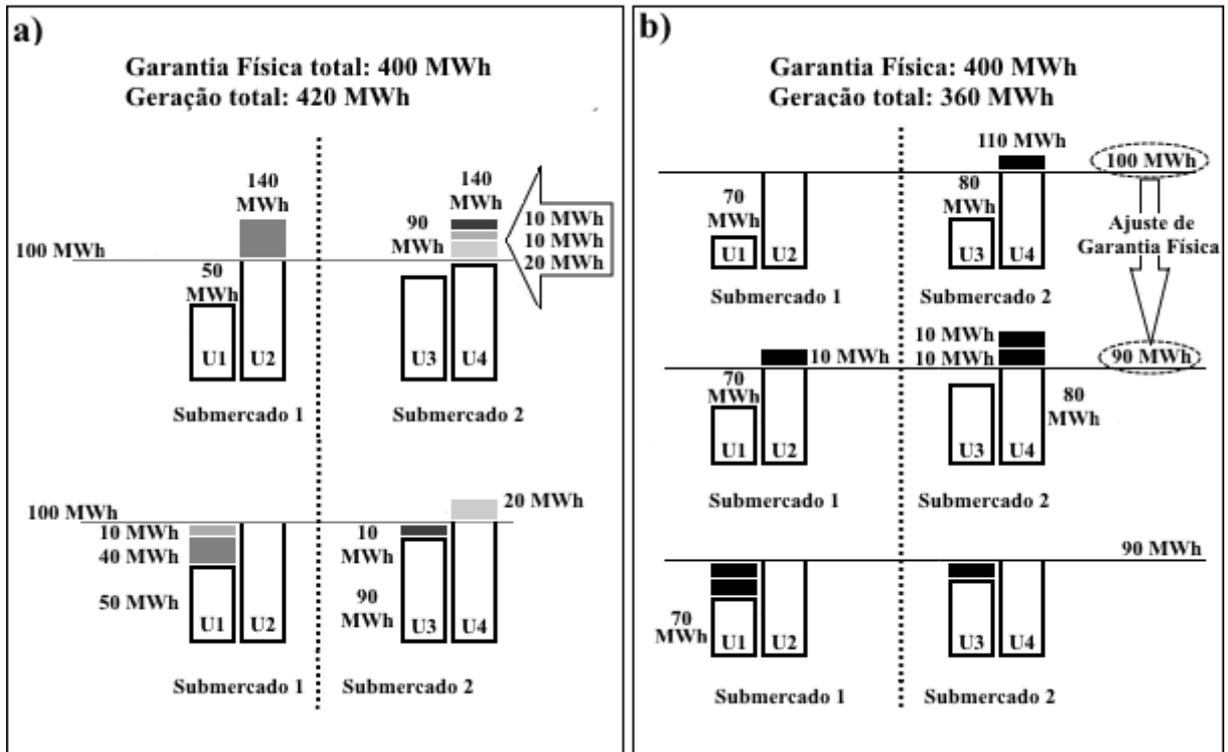


Figura 13 – Recomposição de energia quando a geração total é a) superior e b) inferior à garantia física no mercado

Fonte: adaptado de Mayo (2009)

3.3 Intercâmbio de excedentes

Das regras do mercado eletro-energético brasileiro, sabe-se que o excesso ou a carência de energia, gerada principalmente por fontes renováveis, devem ser liquidados junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica que se incumbe de realizar os trâmites do negócio. A liquidação é feita, geralmente, em um mesmo submercado, porém, pode ocorrer um intercâmbio entre os submercados do SIN. Essa transação é um pouco mais complexa porque cada submercado assume aspectos particulares e apresenta valores diferentes de PLD daquele onde se localiza a usina.

No caso de transações feitas entre submercados diferentes, o produtor fornece energia a um submercado para atender a um contrato que foi registrado no submercado do comprador. A exposição do contrato pode ser positiva ou negativa, dependendo se o PLD do submercado onde a energia foi gerada for maior ou menor do que o PLD calculado no submercado onde a energia foi comprada. A quantia financeira para mitigar as exposições negativas no mercado energético é proveniente das exposições positivas. A essa quantia soma-se o Excedente Financeiro ou *Surplus*, que é consequência natural da diferença

de preços entre os submercados, e a importância resultante é utilizada para alívio de exposições na proporção de tais exposições de cada agente.

A Figura 14 ilustra casos de exposição positiva e negativa do agente gerador quando há transação entre submercados distintos.

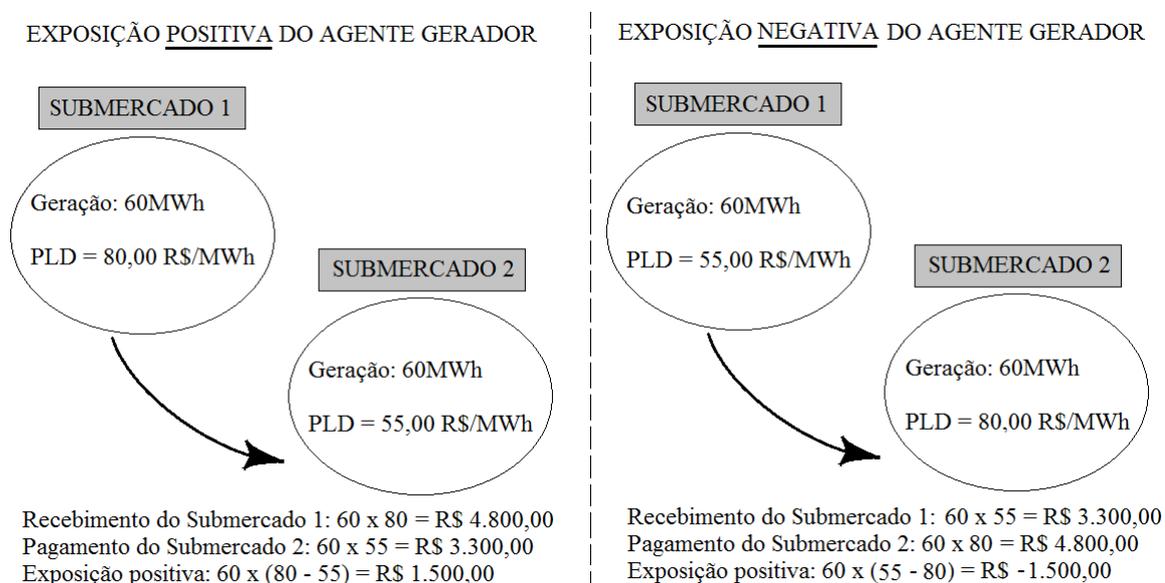


Figura 14 – Exposições do agente gerador

Fonte: (CCEE, 2011)

Considerando-se os submercados 1 e 2 apresentados na Figura 14. Se o intercâmbio atinge seu limite, isto é, se todo o excedente de energia no submercado 1 for transferido ao 2 e se, ainda assim, este submercado necessitar de energia, fontes locais e mais caras devem ser despachadas para atender a demanda. Dessa forma, o preço em 2 será maior que no submercado 1. A energia exportada é vendida em 1 ao valor PLD_1 , e comprada em 2 ao valor PLD_2 . Se os preços são iguais, a sobra é zero. Se $PLD_2 > PLD_1$ sobrá uma quantia equivalente ao intercâmbio, multiplicada pela diferença entre PLD_2 e PLD_1 . Esta quantia é o Excedente Financeiro, que não pertence a nenhum agente porque todos pagaram e receberam ao preço de seus mercados (CCEE, 2011).

Caso o Excedente Financeiro total para alívio de exposições for insuficiente para cobrir as exposições negativas, a mitigação será feita proporcionalmente às exposições de cada gerador. Aquilo que falta ser acertado, isto é, as exposições residuais são rateadas entre os geradores, na proporção de suas Garantias Físicas mensais a fim de que nenhum deles fique com uma exposição residual incompatível com seu porte.

Se o Excedente Financeiro total for suficiente, todas as exposições negativas daquele mês são eliminadas. Havendo sobra de Excedente Financeiro, ocorre o alívio das exposições negativas remanescentes do mês imediatamente anterior. Se ainda houver sobra após este

passo, ela é utilizada para mitigar encargos de serviços do sistema de todos os agentes com perfil de consumo, conforme ilustrado na Figura 16. Caso ainda haja sobra de excedente, esta sobra deverá ser usada para compensação das exposições negativas residuais e dos encargos de serviços do sistema dos 12 meses anteriores de forma intercalada

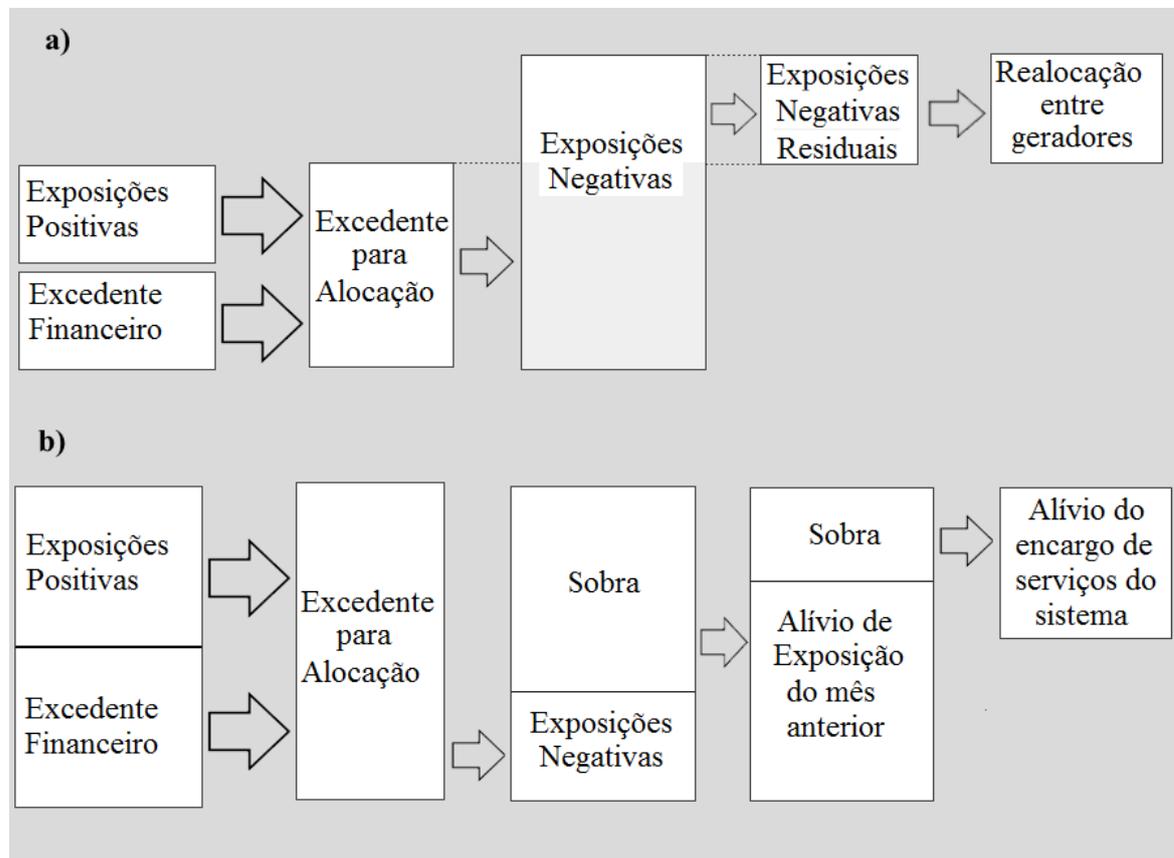


Figura 15 – Excedente Financeiro a) insuficiente para mitigação de exposições negativas b) com sobra para alívio de exposições negativas

Fonte: adaptado de CCEE (2011)

3.4 Antecipações e atrasos na entrega de empreendimentos

Não é incomum a ocorrência de atrasos na entrega de obras no setor elétrico brasileiro. São inúmeros os projetos com atrasos substanciais de usinas de bioeletricidade, geração eólica e centrais hidro e termoelétricas.

Entre os anos de 2005 e 2012, por exemplo, 79% das usinas hidrelétricas não entraram em operação no prazo estipulado e tiveram um atraso médio de oito meses nas obras. Entre as usinas eólicas, o percentual foi de 88%, com um atraso médio de 10 meses. Nas usinas térmicas, o atraso médio foi de 11 meses e atinge 75% das unidades, e nas PCHs (pequenas centrais hidrelétricas), o percentual chegou a 62%, com um tempo médio de atraso de quatro meses (ABEGÁS, 2014).

Os atrasos nos projetos de geração já contratados acontecem por diversas causas, mas, de modo geral, estão relacionados à incapacidade de se obter o licenciamento ambiental para implantação do complexo energético, aos problemas na conexão à rede elétrica, à falta de capacidade financeira do empreendedor e até à inexperiência de novos agentes com a atividade de geração de energia elétrica.

Os atrasos nos cronogramas dos projetos provocam, principalmente, dois tipos de consequências: energética e financeira (CASTRO; BRANDÃO, 2011). A consequência energética é devida ao atraso na entrada em operação de novos empreendimentos de geração podendo comprometer o suprimento do abastecimento, especialmente se forem expressivos e ocorrerem em coincidência com um ano seco, ano em que a precipitação de chuvas é baixa e, conseqüentemente, há menor participação de centrais hidrelétricas no despacho energético. A segunda consequência é de ordem financeira e é a mais visível e preocupante. Quando um empreendimento atrasa, há necessidade do vendedor celebrar contratos para honrar seus CCEARs – Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado –, sendo remunerado de acordo com as restrições previstas na Resolução Normativa 595/2013 da ANEEL.

Além dos projetos de geração, acontecem atrasos também nos empreendimentos de transmissão. Esse setor é responsável por escoar a energia produzida por centrais de produção até o centro de carga. Atrasos na entrega de obras de transmissão implicam ao não fornecimento de energia ao consumidor final e, portanto, a inviabilização da comercialização da energia produzida. Entre os anos de 2005 e 2012, 83% dos empreendimentos tiveram um atraso médio de 14 meses na implantação de linhas de transmissão enquanto que na construção de novas subestações, o percentual de atraso foi de 63% com três meses de atrasos médios (ABEGÁS, 2014). Em 2017, dos 379 empreendimentos do setor de transmissão para expansão da rede básica, 42,2% estavam em situação de atraso (ANEEL, 2018a). O gráfico a seguir mostra as situações de empreendimentos no setor de transmissão avaliados pela ANEEL.

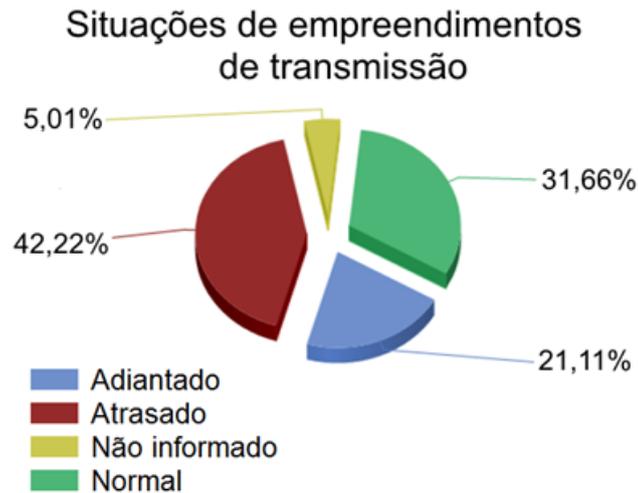


Figura 16 – Situação de empreendimentos do setor de transmissão

Fonte: adaptado de ANEEL (2018a)

A Resolução Normativa 595/2013 (ANEEL, 2013) estabelece que em casos de atraso, e para fins de reconhecimento tarifário, o agente comprador deverá observar o menor valor entre:

- (i) o preço atualizado do contrato de venda original, reduzido pela aplicação do percentual de 15%, a partir do terceiro mês de atraso.
- (ii) o valor médio mensal do Preço de Liquidação de Diferenças — PLD do submercado de entrega da energia associada ao contrato de venda original, acrescido do montante obtido pela aplicação da equação 3.3:

$$s = \frac{25PLD_{max} - 24PLD_{med} - PLD_{min}}{PLD_{max} - PLD_{min}} \quad (3.3)$$

em que s é o montante a ser acrescido ao valor médio mensal do PLD, PLD_{med} é o valor do PLD médio mensal do mês em que restar configurado o atraso, PLD_{max} é o máximo valor vigente para o PLD no mês em que restar configurado o atraso e PLD_{min} é o mínimo valor vigente para o PLD no mês em que restar configurado o atraso.

O parâmetro s fornecido pela equação 3.3 é calculado considerando os valores médios mensais do PLD de Janeiro de 2016 a Junho 2018. O valor desse fator é, então, assumido como sendo a média dos valores encontrados, $s = \text{R\$ } 10,29$.

- (iii) o preço de contrato de compra de energia elétrica adquirido pelo agente vendedor para recompor lastro ao contrato de venda original.

A recomposição de lastro do contrato de venda, no caso de atrasos, é realizada com contratos de compra de energia elétrica registrados pelo agente vendedor na CCEE ou com a parcela de garantia física de outros empreendimentos de geração do agente vendedor não utilizada em contratos de venda de energia elétrica.

Por outro lado, os empreendimentos do setor eletro-energético participantes do ambiente de contratação regulada que tiverem a entrega de obras antecipada em relação ao prazo de entrega nesse mesmo ambiente ficam livres para a venda de energia no ACL durante o período limitado entre a data de entrega da obra e a data estipulada para a entrada de fornecimento de energia no ACR. Economicamente, isso representa uma diminuição do risco ao investidor já que ele tem sua receita elevada pela comercialização de uma quantidade extra de energia vendida no ambiente de contratação livre.

3.5 Principais considerações

Este capítulo apresentou a estrutura do mercado de energia brasileiro. Conforme pode ser observado, existe uma quantidade pre-determinada que cada agente gerador pode comercializar denominada de garantia física. Esta garantia física é calculada previamente para cada empreendimento de acordo com critérios de cálculo definidos pela ANEEL. Muitos empreendimentos tem se viabilizado utilizando o ACL para a venda de energia pré-contrato no ACR onde o preço é estabelecido pelo leilão. Estas possibilidades são tratadas nos capítulos que se seguem.

4 ENERGIA EÓLICA, FOTOVOLTAICA E O CONCEITO DE ENERGIA INTEGRADA

4.1 Energia eólica

O vento é ar em movimento provocado pela diferença de temperatura entre dois pontos. Como o deslocamento de ar ocorre a certa velocidade, a massa de ar que se movimenta possui energia cinética que pode ser transformada e aproveitada para geração de energia elétrica. Nesta seção é discutida a energia eólica na produção de energia elétrica destacando-se os principais aspectos que envolvem a transformação da energia presente nos ventos em eletricidade.

4.1.1 A potência eólica e a distribuição de frequência do vento

O vento se desloca na atmosfera variando constantemente sua velocidade de escoamento e sua direção. Essas características são importantes para geração de energia eólica e, portanto, devem ser estudadas para um melhor aproveitamento energético. Uma vez que o vento possui velocidade, a energia cinética da massa de ar pode ser representada pela equação 4.1:

$$E = \frac{m \cdot v^2}{2} \quad (4.1)$$

em que E é a energia cinética dada em Joules, m é a massa de ar em kg e v é a velocidade da massa de ar em movimento (vento) dada em m/s.

Se um fluxo de ar movendo-se à velocidade v atravessa perpendicularmente uma seção transversal de área A , sua potência pode ser determinada pela derivada da energia no tempo.

$$P = \dot{E} = \frac{dE}{dt} = \frac{\dot{m} \cdot v^2}{2} \quad (4.2)$$

$$\dot{m} = \rho \cdot v \cdot A \quad (4.3)$$

sendo P a potência disponível no vento (W); \dot{m} o fluxo de massa de ar (kg/s); ρ a massa específica do ar (kg/m³) e A a área da seção transversal (m²).

Das equações 4.2 e 4.3 tem-se, então, que:

$$P = \frac{\rho \cdot A \cdot v^3}{2} \quad (4.4)$$

A partir da equação 4.4 observa-se que a potência do vento é proporcional ao cubo da velocidade de escoamento do mesmo. Esse é um aspecto relevante já que menciona a velocidade do vento como uma variável sensível à potência eólica. De fato, um vento com uma velocidade 10% superior, por exemplo, apresenta 33% mais potência disponível, mantidas as demais condições (CUSTÓDIO, 2013)

Além da velocidade, a potência do vento também varia com a área transversal e com a massa específica do ar. Essa última, por sua vez, é determinada pela temperatura do ar e pressão atmosférica. Entretanto, é comum assumir o valor de ρ igual a 1,225 kg/m³ em condições meteorológicas padrão, isto é, ao nível do mar e à temperatura de 15° C (AMARANTE et al., 2001).

A velocidade do vento varia ao longo do dia, do mês e do ano e, portanto, apresenta uma característica estocástica. Um dos principais objetivos em estudos eólicos é determinar sua variação no tempo, isto é, o modo como o vento se comporta durante certo período. A partir de dados de velocidade de vento medidos ou obtidos, pode ser feita uma análise probabilística através da distribuição de frequência dessa variável e a associação da mesma a uma função de distribuição de probabilidade.

Uma análise estatística apropriada dos dados de vento é uma importante fase na avaliação de recurso eólico. A seleção da função de distribuição da velocidade do vento influencia no cálculo da energia eólica disponível ou na atuação das turbinas de vento no local escolhido bem como impacta significativamente na rentabilidade do empreendimento eólico (WAIS, 2017). Diferentes trabalhos na literatura apresentam a função de distribuição Weibull como a mais adequada na representação de distribuição da velocidade do vento.

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (4.5)$$

em que v é a velocidade do vento (m/s), c é o fator de escala (m/s) e k é o fator de forma (adimensional).

Assim, a potência eólica média disponível pelo vento, levando-se em conta a distribuição Weibull da sua velocidade, é dada pela equação 4.6:

$$P_{média} = \frac{1}{2} \rho A \sum_{i=1}^n f(v_i) \cdot v_i^3 \quad (4.6)$$

em que n é o número de dados de velocidade de vento coletado.

Como mencionado, a função de distribuição Weibull possui dois parâmetros em sua equação que assumem valores de acordo com o conjunto de dados de velocidade de vento coletados. O fator de escala c está relacionado à velocidade média do vento no local, sendo expresso em unidades de velocidade. O fator de forma k , por sua vez, está relacionado à variância da velocidade em torno da sua velocidade média, ou seja, representa a forma da função de distribuição da velocidade do vento (CUSTÓDIO, 2013, p.42).

4.1.2 Extração da potência do vento pelas turbinas eólicas e a equação da potência dos aerogeradores

A equação da continuidade de Bernoulli afirma que a vazão com que um fluido escoar ao longo de um tubo é constante para diferentes pontos desse tubo. Se não houver fluxo de massa através dos limites do tubo e considerando a massa específica do fluido constante, tem-se que:

$$Q = A \cdot v = \text{constante} \quad (4.7)$$

em que Q é a vazão do fluido (m^3/s), A é a área da seção transversal (m^2) e v é a velocidade de escoamento do fluido (m/s).

A equação de Bernoulli é utilizada para explicar o princípio da extração de potência do vento por aerogeradores. A Figura 17 mostra um escoamento de vento através de uma turbina eólica em que se aplica a equação de continuidade de Bernoulli.

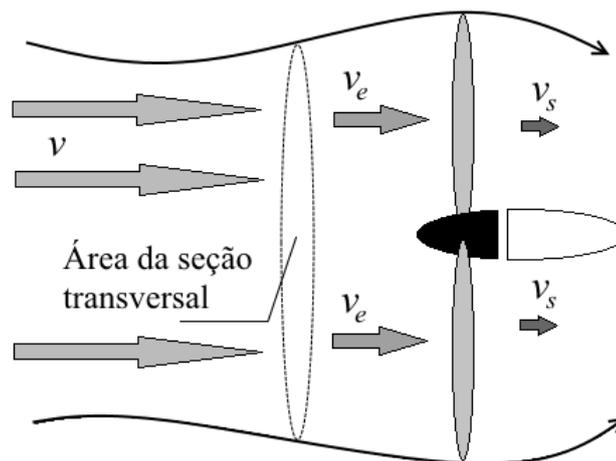


Figura 17 – Escoamento do fluxo de vento através de uma turbina eólica

Fonte: adaptado de (CUSTÓDIO, 2013)

Ao converter a energia cinética do vento, a turbina eólica provoca a redução de velocidade do vento na saída do rotor o que resulta no aumento de diâmetro do tubo de

vazões, de acordo com a equação 4.8:

$$Q = Av = A_e v_e = A_s v_s \quad (4.8)$$

em que Q é a vazão de ar que atravessa a turbina eólica dentro do tubo de vazões (m^3/s), A , A_e e A_s são, respectivamente, as áreas da seção transversal antes, na entrada e na saída do rotor dadas em (m^2), v , v_e e v_s são, respectivamente, as velocidades de escoamento do vento antes da turbina, na entrada e na saída do rotor (m/s).

A potência do vento extraída pela turbina é a diferença de potência entre o fluxo de ar na entrada e na saída do rotor:

$$P_t = P_e - P_s \quad (4.9)$$

em que P_t , P_e e P_s são, respectivamente, a potência do vento extraída pela turbina eólica; a potência disponível no vento na entrada do rotor e a potência disponível no vento na saída. Todas elas dadas em Watts (W).

A máxima potência que pode ser extraída do vento por uma turbina eólica apresenta uma limitação referente a uma velocidade do vento na saída do rotor eólico. Uma vez que a velocidade de saída é aproximadamente $\frac{1}{3}$ da velocidade do vento incidente v , a turbina pode utilizar cerca de $\frac{2}{3}$ da velocidade do vento livre (CUSTÓDIO, 2013). A potência do vento na entrada da turbina eólica é dada por:

$$P_e = \frac{1}{2} \cdot \dot{m} \cdot v^2 \quad (4.10)$$

em que

$$\dot{m} = \rho \cdot A \cdot v_e \quad (4.11)$$

Pelas equações 4.10 e 4.11 e considerando v_e como $\frac{2}{3}$ de v tem-se que:

$$P_e = \frac{1}{2} \left(\rho A \frac{2}{3} v \right) v^2 \quad (4.12)$$

Por outro lado e fazendo cálculos similares para a potência do vento de saída da turbina, obtém-se:

$$P_s = \frac{1}{2} \left(\rho A \frac{2}{3} v \right) \left(\frac{1}{3} v \right)^2 \quad (4.13)$$

Portanto, a equação 4.9 pode ser reescrita utilizando-se as equações 4.12 e 4.13

$$P_{tmax} = \frac{1}{2} \left(\rho A \frac{2}{3} v \right) v^2 - \frac{1}{2} \left(\rho A \frac{2}{3} v \right) \left(\frac{1}{3} v \right)^2 \quad (4.14)$$

Simplificando essa equação:

$$P_{tmax} = \frac{16}{27} \left(\frac{1}{2} \rho A v^3 \right) = \frac{16}{27} P \quad (4.15)$$

em que P_{tmax} é a máxima potência que pode ser extraída do vento por uma turbina ideal (W), ρ é a massa específica do ar (kg/m^3), A é a área da seção transversal varrida pelas pás do rotor da turbina (m^2); v é a velocidade do vento livre antes da turbina (m/s) e P é a potência disponível do vento (W).

A máxima potência extraída pelas turbinas eólicas é conhecida na literatura como limite de Betz e sua relevância consiste em entender que a potência máxima que um aerogerador consegue extrair e converter em energia elétrica é igual a, aproximadamente, 60% da energia cinética total do vento.

Em alguns trabalhos como em [Aquila et al. \(2016\)](#), [Lamas \(2017\)](#), [Wais \(2017\)](#) menciona-se a equação de potência de aerogeradores como:

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho A \eta v^3 \quad (4.16)$$

em que P é a potência elétrica gerada pela turbina eólica (W), C_p é o coeficiente de potência (adimensional) e η é o rendimento da máquina.

É interessante notar que a equação da potência dos aerogeradores é similar à equação da potência eólica dos ventos. Entretanto, na primeira, há o parâmetro C_p , ausente na segunda, que representa a não totalidade de conversão da energia eólica em energia elétrica. Em outras palavras, o coeficiente de potência, C_p , é o fator de conversão que informa o quão de energia eólica é realmente transformada em eletricidade e varia conforme a velocidade do vento.

Na equação 4.16, a variável A é a área varrida pelas pás do rotor do aerogerador. Esta área é exatamente igual à área de um círculo cujo valor do raio é o comprimento das pás do aerogerador, medido desde o cubo da turbina até a extremidade da pá. Assim, a potência gerada por uma turbina eólica depende do diâmetro do seu rotor uma vez que a área A é igual a $\frac{D^2 \pi}{4}$, em que D é o diâmetro do rotor em metros. Além disso, essa equação considera um coeficiente, η , que representa as perdas de energia ocorridas nas partes internas do gerador eólico.

A potência elétrica produzida por uma turbina tem um comportamento similar ao esquema mostrado na Figura 18. A potência gerada aumenta de acordo com a velocidade

do vento, obedecendo à equação 4.16 dos aerogeradores. A potência gerada cresce até atingir à potência nominal, P_n , da turbina referente a uma velocidade de vento específica, V_n . A partir daí, os controles de velocidade são acionados e não permitem que a potência gerada exceda o seu valor nominal e a mantém constante. Em turbinas mais modernas, os sistemas de controle também atuam de modo a frear a máquina caso a velocidade de rotação do rotor exceda um certo limite. Isso previne a máquina de entrar em colapso e contribui para prolongar o seu tempo de vida útil.

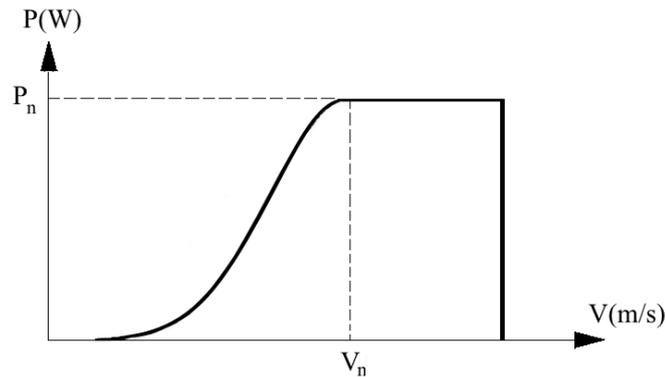


Figura 18 – Curva de potência de um aerogerador

Fonte: adaptado de [Custódio \(2013\)](#)

Um dos parâmetros da equação 4.16 que deve ser discutido é o coeficiente de potência, C_p . Esse coeficiente indica a relação entre a potência realmente extraída do vento por um aerogerador e a potência disponível no vento ([CUSTÓDIO, 2013](#), p.61). O C_p de uma turbina eólica varia conforme a velocidade do vento incidente e essa variação ocorre devido às alterações das eficiências aerodinâmicas das pás do rotor da turbina que se modificam de acordo com a variação do fluxo de vento. O valor do coeficiente de potência, portanto, se altera em relação à velocidade do vento segundo uma curva característica que se diferencia de máquina para máquina, mas mantém certo padrão de acordo com a Figura 19.

Uma vez que tanto a potência como o coeficiente de potência de uma turbina eólica dependem da velocidade do vento e o primeiro está em função do segundo, [Aquila et al. \(2016\)](#) propõe uma regressão do C_p em função da velocidade do vento cuja equação deve ter um R^2 ajustado superior a 70%.

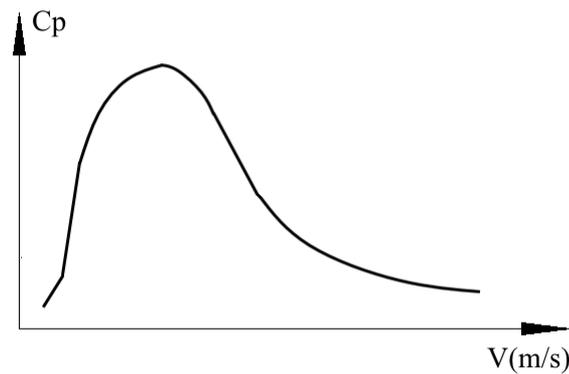


Figura 19 – Curva característica do coeficiente de potência em função da velocidade do vento

Fonte: adaptado de [Custódio \(2013\)](#)

A energia elétrica gerada por um aerogerador eólico considera a potência produzida por ele e o intervalo de tempo em que ela é fornecida. A equação 4.17 apresenta a energia total produzida por uma turbina durante um certo intervalo de tempo:

$$E_{eol} = P \times t_{eol} \quad (4.17)$$

em que E_{eol} é a energia produzida pelo aerogerador (Wh), P é a potência produzida (W) e t_{eol} é o tempo em que a energia é fornecida (horas).

4.1.3 O terreno e o vento

A potência gerada por uma turbina eólica aumenta com o cubo da velocidade do vento como já mencionado neste trabalho. Isto quer dizer que o local onde o parque eólico será instalado deve ser escolhido cuidadosamente para garantir um ambiente ótimo para geração de energia elétrica. O comportamento do vento se altera conforme a altitude e a topografia do solo.

As características topográficas e orográficas do solo afetam o comportamento do vento ([CUSTÓDIO, 2013](#)). O aumento da rugosidade do solo altera o perfil da camada limite atmosférica causando uma redução no fluxo de vento ao nível do cubo da turbina eólica ([VENKATARAMAN et al., 2018](#)).

A seleção em terrenos planos é mais fácil, porém, muito mais complicada em montanhas ou em relevos íngremes. A vegetação, as construções e até mesmo o próprio solo causa uma diminuição na velocidade do vento quando este flui rente à superfície. Em contrapartida, o vento alcança altas velocidades com o aumento da altitude ([LYSEN, 1983](#)). Isso acontece porque o atrito do ar com a superfície da terra resulta em uma força horizontal sobre o movimento do ar que produz um retardo do fluxo nas proximidades do

solo. Essa força decresce com o aumento da altura, tornando-se desprezível acima de certa altitude chamada de camada limite que pode chegar a centenas de metros acima do solo. A rugosidade do terreno afeta diretamente a velocidade do vento próximo a superfície. Sobre a terra, por exemplo, o vento alcança valores de velocidade próximos a 40% do vento gradiente, enquanto que sobre a água, em comparação, chega a 70% (CUSTÓDIO, 2013).

Os ventos na atmosfera livre também aumentam acima do limite superior da camada limite, mas agora de forma predominantemente linear. Além disso, diferentemente para o que ocorre com ventos próximos ao solo, o vento tende a mudar sua direção conforme o aumento da altura.

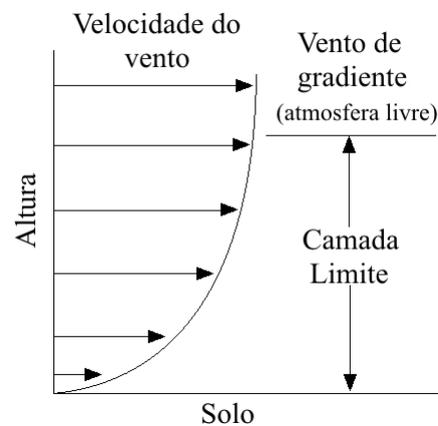


Figura 20 – Comportamento do vento na camada limite e na atmosfera livre

Fonte: adaptado de Custódio (2013)

O estudo do comportamento do vento é essencial para a escolha de um local adequado à instalação de aerogeradores. Esse estudo leva em consideração, dentre outros fatores, a velocidade do vento cujos dados são, geralmente, colhidos através de estações meteorológicas. Muitas vezes, entretanto, tais estações estão situadas em regiões cuja altitude difere dos locais onde os parques eólicos estão instalados e, portanto, os dados coletados a partir da base de medição divergem daqueles que, de fato, seriam lidos na área do complexo eólico. Uma vez que a velocidade do vento varia com a altitude, é necessária uma conversão dos valores medidos pela base a fim de se obter dados mais precisos e mais fiéis àqueles de grandes altitudes. A conversão é feita a partir de uma equação que leva em conta, dentre outros parâmetros, a altura da região da base meteorológica e a de onde os aerogeradores estão instalados.

Observando o gráfico mostrado pela Figura 20, nota-se que o comportamento da velocidade do vento na camada limite atmosférica assemelha-se a uma função logarítmica ou a uma função exponencial. De fato, ambos os perfis podem representar a velocidade do vento em função da altura e alguns trabalhos na literatura, como Safari e Gasore (2010), Jong et al. (2013) apresentam a equação de conversão de velocidade dos ventos em função

exponencial. A função logarítmica dos ventos, por outro lado, é explicada por [Custódio \(2013\)](#), [Lysen \(1983\)](#) e mostrada na equação 4.18:

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{\ln\left(\frac{h_1}{z_o}\right)}{\ln\left(\frac{h_2}{z_o}\right)} \quad (4.18)$$

Na equação 4.18, h_1 e h_2 são, respectivamente, a altura de medição da base meteorológica e a altura da planta eólica em relação ao solo, ambas dadas em metros. v_1 e v_2 são as velocidades do vento em $\left(\frac{m}{s}\right)$ nestas mesmas altitudes, respectivamente. Finalmente, z_o é o comprimento de rugosidade no sítio de instalação do parque, em metros.

Utilizando essa equação é possível converter as medidas de velocidade de vento coletadas, bastando saber a altitude do sítio onde se localiza a base meteorológica, a altitude da área onde o parque eólico está instalado e o comprimento de rugosidade local. Para vários tipos de terreno a altura de rugosidade, z_o , pode ser determinada. A Tabela 3 mostra valores desse parâmetro para diferentes áreas conforme [Lysen \(1983\)](#).

Tabela 3 – Valores de comprimento de rugosidade para alguns tipos de terreno

Superfície	Exemplo	z_o (metros)
Plano	Praia, gelo, regiões de neve, oceano	0,005
Aberto	Gramma baixa, aeroportos	0,030
Rugoso	Linhas de cultivo alto, floresta baixa	0,250
Muito rugoso	Floresta	0,500
Fechado	Vilas, subúrbios	1
Cidades	Grandes centros, espaços abertos em florestas	>2

A vegetação, as construções e a rugosidade do terreno causam uma redução na velocidade do vento em regiões próximas ao solo e um aumento da mesma em regiões de maior altitude. Isso quer dizer que quando valores mais elevados de z_o , comparados a valores mais baixos, são aplicados à equação 4.18, a velocidade do vento, medida a certa altura, tende a um valor de maior módulo para elevadas altitudes. Essa mesma comparação permite dizer, porém, que para elevados valores de z_o , a velocidade do vento apresenta uma intensidade menor em relação à velocidade medida para baixos valores de z_o e a um nível de altura próximo ao solo.

4.2 Energia solar

A energia solar cada vez mais popular na geração distribuída tem sido utilizada também para despacho centralizado no sistema elétrico nacional. Esta seção aborda conceitos relacionados à energia solar e ao processo fotovoltaico de sua conversão em energia elétrica.

4.2.1 A irradiância solar

Os raios oriundos do sol percorrem o vácuo até atingirem a Terra. Ao alcançarem nosso planeta e, portanto, entrarem em contato com o meio material, parte da irradiância solar sofre reflexão e absorção, enquanto que outra é transmitida à superfície. Dessa forma, a irradiância solar que atinge a atmosfera terrestre pode ser decomposta de diferentes formas e alguns termos específicos são abordados nesse aspecto.

A irradiância solar que incide em uma superfície e cuja unidade de medida é $\left(\frac{W}{m^2}\right)$ é formada por quatro componentes principais: a irradiância extraterrestre, a direta normal, a difusa e a irradiância global horizontal. A irradiância extraterrestre (G_o) é a taxa de energia incidente por unidade de área em um plano horizontal imaginário situado no topo da atmosfera. Já a irradiância direta normal (G_n) é definida como a taxa de energia por unidade de área proveniente do sol que incide perpendicularmente à superfície. A irradiância difusa (G_{dif}) compreende a taxa de energia incidente em uma superfície por unidade de área, decorrente do espalhamento de feixe solar direto pelos constituintes atmosféricos (moléculas, material particulado, nuvens, etc.). E, finalmente, a irradiância global horizontal (G) é a taxa de energia total por unidade de área incidente em uma superfície horizontal. A irradiância global é dada pela soma entre a irradiância difusa e a irradiância direta normal que incidem em uma superfície horizontal (PEREIRA et al., 2017)

A Figura 21 exhibe as componentes da irradiância da luz solar e apresenta a componente albedo que representa a parte refletida pelo solo ou pelo meio material em torno da superfície.

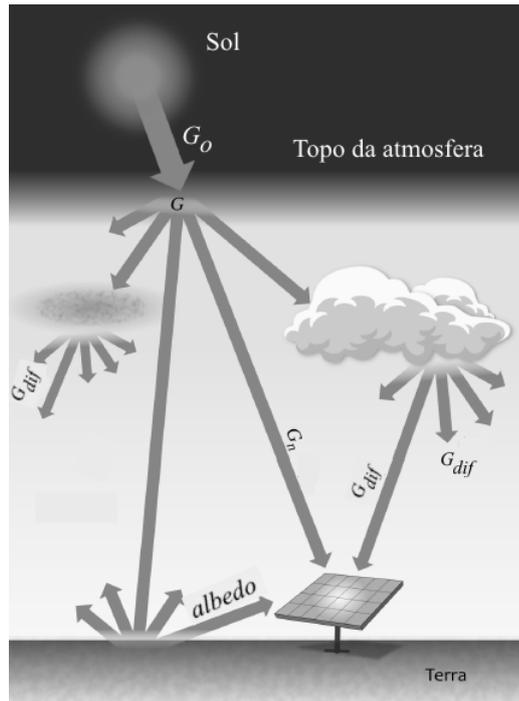


Figura 21 – Componentes da irradiância solar

Fonte: (PEREIRA et al., 2017)

A integral da irradiância no tempo é definida como irradiação solar $\left(\frac{Wh}{m^2}\right)$ ou energia radiante incidente acumulada em um intervalo de tempo. Note que apesar dos termos irradiância e irradiação serem congêneres entre si eles possuem significados distintos. A diferença entre eles é que este último leva em conta a energia acumulada em uma unidade de área e em certo período de tempo, como ao longo de um dia, por exemplo, enquanto que o primeiro considera apenas a potência da luz solar que incide sobre uma unidade de área desconsiderando o acúmulo de energia e o tempo em que ela se acumula.

A Sociedade Americana para Testes e Materiais (ASTM) define certos padrões de distribuição espectral: o direta normal e o global. O primeiro corresponde à irradiação incidente que alcança, perpendicularmente, a superfície terrestre, ao passo que o segundo, também denominado como padrão total, corresponde ao espectro da irradiação direta e difusa. Esta última, por sua vez, é a parte da irradiação atenuada pelo vapor atmosférico e pela reflexão na superfície da Terra (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009)

Há, também, o termo Irradiação Global Horizontal (GHI) que quantifica a irradiação recebida por uma superfície plana horizontal e é composta pela Irradiação Difusa Horizontal (DIF) e pela Irradiação Normal Direta (DNI). Em dias nublados, a principal parcela é a DIF, enquanto que em dias claros, há a predominância da DNI (EPE, 2012).

4.2.2 O processo e a tecnologia fotovoltaica

Há várias maneiras de se converter a energia do sol em eletricidade. As mais exploradas no mundo em termos de produção em larga escala é a fotovoltaica e a heliotérmica. Apesar do alto custo de investimento, esta última vem sendo utilizada em vários países como Estados Unidos, Espanha e África do Sul que possuem regiões ideais à geração por este tipo de fonte. Entretanto, em termos de conversão de energia solar em energia elétrica, as usinas fotovoltaicas são preferidas às heliotérmicas já que o investimento para implantação é menor. No Brasil, por exemplo, há alguns projetos-piloto para geração de energia a partir de usinas heliotérmicas, enquanto que usinas fotovoltaicas já estão produzindo e comercializando energia no mercado energético nacional.

Diferente do sistema heliotérmico em que a energia do sol é utilizada para aquecimento de fluido e conversão de energia mecânica em elétrica, no método fotovoltaico a produção de energia elétrica ocorre por um efeito de mesmo nome, descoberto por Becquerel em 1839. Esse cientista observou que os fótons da irradiância solar eram capazes de transmitir sua energia aos elétrons de valência do semicondutor de certos materiais, tornando possível romper suas ligações químicas de modo que ficassem livres e pudessem movimentar-se no material.

O avanço tecnológico permitiu a construção de módulos fotovoltaicos capazes de converter em eletricidade a energia do sol. O processo de transformação da energia solar em elétrica, nesses módulos, ocorre pelo efeito fotovoltaico. Essa tecnologia vem se aprimorando cada vez mais e permitiu a produção de energia elétrica tanto por indivíduos locais que geram energia para consumo próprio quanto por grandes geradoras de energia para comercialização no mercado. Aos primeiros, diz-se que a produção de energia elétrica se trata de geração distribuída (GD) ou descentralizada, ao passo que aos segundos a geração é denominada centralizada. A geração descentralizada é assim denominada porque o ponto geográfico de onde a energia está sendo produzida é o mesmo de onde ela está sendo consumida. De fato, os consumidores e, agora, produtores de energia elétrica instalam módulos solares sobre casas e edifícios o que torna a geração de energia elétrica pontual. Em outras palavras, não há um centro de produção energética em massa como nas grandes geradoras, mas vários locais pontuais que produzem energia em pequena proporção para o consumo próprio.

Esse tipo de geração, tipicamente urbana e integrada a telhados e coberturas de edificações, é tanto mais viável quanto mais cara for a tarifa de eletricidade convencional da distribuidora local e quanto maior for o índice de irradiação anual da região. No Brasil, há a tendência dessa tecnologia se alavancar cada vez mais uma vez que o preço dos equipamentos de geração fotovoltaica teve queda nos últimos anos enquanto que a tarifa de energia das distribuidoras seguiu caminho oposto (PEREIRA et al., 2017).

Além disso, o país se mostra geograficamente privilegiado, situado em uma latitude favorável à incidência de irradiação solar. [Pereira et al. \(2017\)](#) diz, por exemplo, que no local menos ensolarado do Brasil é possível gerar mais eletricidade solar do que no local mais ensolarado da Alemanha.

Usinas fotovoltaicas para geração centralizada, no Brasil, são recentes e tem sido alocadas, principalmente, no Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste brasileiro. No ambiente de contratação regulada, por exemplo, leilões de usinas fotovoltaicas vem sendo realizados desde o ano de 2014.

Quanto às vantagens de usinas fotovoltaicas, destacam-se: o uso da energia do sol que além de não gerar poluentes na atmosfera, é gratuito; impacto ambiental reduzido e baixo custo de operação e manutenção. No entanto, o investimento em usinas solares é alto e a planta solar tem uma capacidade de produção cerca de 20% da sua potência nominal, isto é, a potência gerada por um complexo fotovoltaico é, aproximadamente, cinco vezes menor em relação ao que a planta pode realmente produzir.

Em usinas fotovoltaicas o equipamento responsável pela conversão de energia solar em energia elétrica é a placa fotovoltaica cujo elemento base é a célula solar feita, geralmente, a partir de materiais semicondutores.

Essa célula é produzida a partir do silício misturado a certa quantidade de impurezas em um processo denominado dopagem. Tais impurezas são materiais com excesso ou carência de elétrons em relação ao silício. Em um dos lados da célula, introduz-se material de átomos doadores de elétrons (como o fósforo, por exemplo) formando-se, assim, a camada n da célula. E, no outro lado, insere-se material de átomos carentes em carga negativa (como o boro, por exemplo) e, portanto, receptores de elétrons - camada p . A diferença de carga entre as camadas cria um campo elétrico e o conjunto $p-n$ formado, adicionado a contatos metálicos, tem potencial para produzir corrente elétrica ao exterior.

A Figura 22 ilustra a estrutura típica de uma célula fotovoltaica e seu princípio de funcionamento.

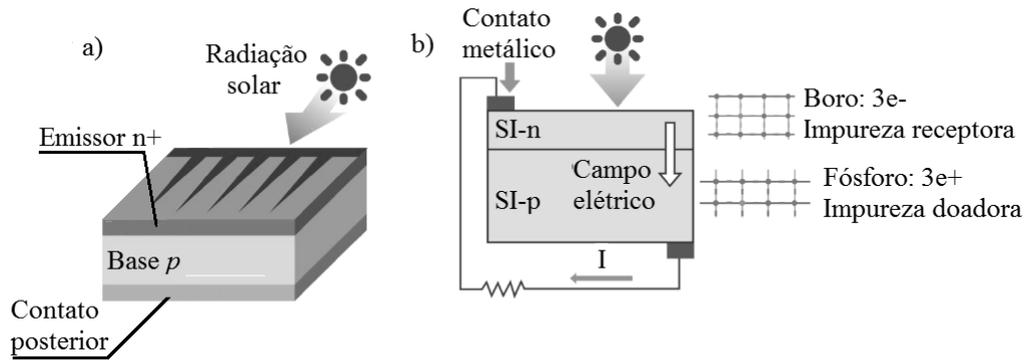


Figura 22 – a) Estrutura típica de uma célula fotovoltaica e b) princípio de funcionamento

Fonte: [ONU DI](#) ()

A luz solar induz corrente elétrica na célula desde que a energia do fóton incidente seja suficiente para provocar um desprendimento do elétron de valência do semiconductor. Isso depende do material e da largura de onda da luz incidente. A taxa de geração de eletricidade varia conforme o fluxo de luz incidente e a capacidade de absorção do material que, por sua vez, depende, principalmente, do *bandgap* do semiconductor. A irradiação solar é composta de fótons de diferentes energias. Fótons com energia menor que o *bandgap* da célula fotovoltaica não geram tensão ou corrente elétrica ao passo que fótons com energia superior geram eletricidade, mas apenas a energia correspondente ao *bandgap* é usada. O excesso de energia é dissipado em forma de calor no corpo da célula fotovoltaica ([VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009](#)).

Os painéis fotovoltaicos mais comuns no mercado são aqueles cujas células são feitas de Silício monocristalino ou policristalino.

As células de silício monocristalino são formadas em pequenas porções de um único grande cristal cuja pureza garante alta confiabilidade do produto e altas eficiências. Devido ao material utilizado e à energia envolvida em sua fabricação, esta tecnologia apresenta sérias barreiras para redução de custos de produção ([ELIANE; FARIA; FADIGAS, 2004](#)).

As células de silício policristalino são solidificadas em forma de um bloco composto de muitos pequenos cristais. A partir deste bloco são obtidas as fatias por onde se fabricam as células. A presença de interfaces entre os vários cristais reduz a eficiência destas células, porém, na prática, os produtos disponíveis alcançam eficiências muito próximas das oferecidas em células monocristalinas ([ELIANE; FARIA; FADIGAS, 2004](#)).

Outros materiais além do silício são utilizados na confecção de células fotovoltaicas tais como os filmes finos produzidos a partir de disseleneto de cobre e índio (CIS) e telureto de cádmio (CdTe). Há, também, células fabricadas a partir de Arseneto de Gálio (GaAs), um semiconductor que possui estrutura similar à do Silício.

Provavelmente, o silício não é o melhor material semicondutor para células fotovoltaicas, mas é o único cujo processo de fabricação é economicamente viável em larga escala. Outros materiais podem alcançar melhor eficiência de conversão, mas em custos mais elevados e, portanto, tornam-se inviáveis (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009).

A conexão entre várias células forma o módulo solar. Há duas maneiras de ligá-las na construção do módulo: conectá-las em paralelo ou em série. Em paralelo, somam-se as correntes de cada célula para se obter a corrente total fornecida pelo módulo e a tensão de cada célula é exatamente a tensão do módulo. A conexão em série é a mais comum e ocorre o oposto da conexão em paralelo: somam-se as tensões - e não correntes - de cada célula para se ter a tensão do módulo, enquanto a corrente do mesmo é igual à de uma única célula.

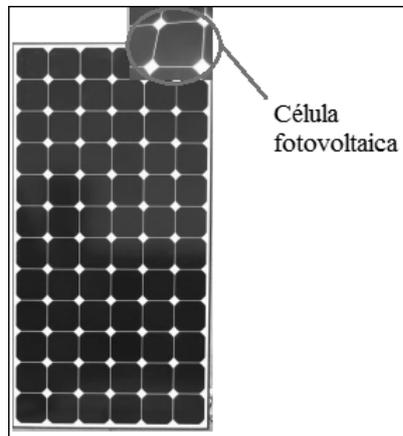


Figura 23 – Módulo fotovoltaico: conjunto de células formando um módulo

Fonte: produção do próprio autor

4.2.3 Modelagem da potência e da energia elétrica gerada pelos módulos fotovoltaicos

Uma das principais características de uma célula fotovoltaica é a sua curva I-V que representa todas as possíveis combinações de corrente e tensão de saída para condições de célula padrão. A Figura 24 apresenta uma curva típica corrente-tensão de uma célula fotovoltaica.

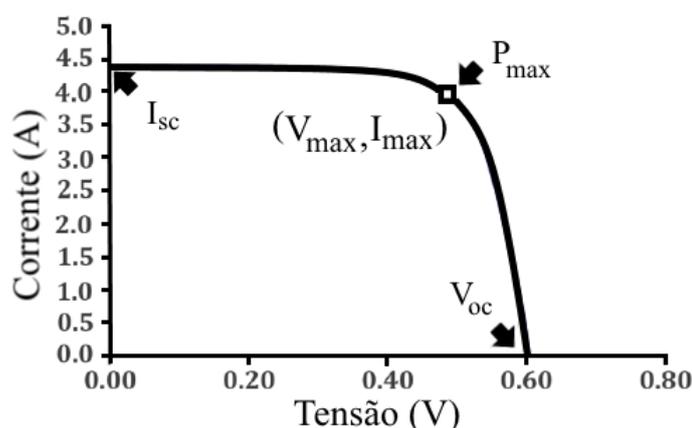


Figura 24 – Curva característica de uma célula fotovoltaica

Fonte: [ONU DI](#) ()

A corrente de curto-circuito ou *short circuit*, em inglês, representada na imagem por I_{sc} , é a máxima corrente que uma célula produz sob condições definidas de iluminação e temperatura. Nesse valor de corrente, a tensão é nula. Da mesma forma, a tensão de circuito aberto ou *open circuit* representada por V_{oc} é a tensão máxima produzida por uma célula fotovoltaica sob condições determinadas de iluminação e temperatura. Nesse valor de tensão, a corrente é nula. Além desses parâmetros, a ilustração apresenta um terceiro que representa a potência máxima que uma célula fotovoltaica pode produzir em condições determinadas de iluminação e temperatura. Essa potência máxima, apresentada como P_{max} , corresponde ao par máximo $V \times I$.

Os fabricantes de painéis fotovoltaicos geralmente fornecem valores de pontos representativos (curto-circuito, circuito aberto e potência máxima) da curva $I-V$ do módulo medida a condições de célula padrão (*Standard Test Conditions - STC*). Entretanto, as condições de operação real das células fotovoltaicas não são como as padrões. Na verdade, elas são bastante sensíveis e influenciam a performance elétrica da célula, causando uma perda de eficiência em relação ao valor nominal *STC*. Essa perda é causada por alguns fatores que são citados a seguir ([LUQUE; HEGEDUS, 2003](#)):

- **Distribuição angular da luz:** em função do movimento do sol e das componentes difusas da irradiação, os raios solares não chegam perpendicularmente ao módulo, como é o caso dos testes realizados em condições padrões em que a eficiência nominal é determinada.
- **Componentes espectrais da luz:** diferentes espectros de luz induzem diferentes fotocorrentes nas células de acordo com a resposta espectral. O espectro solar varia com a posição do sol, com o tempo e com a poluição e nunca é exatamente o mesmo daquele considerado em condições de célula padrão.

- **Nível de irradiância:** para temperaturas de célula constantes, a eficiência do módulo diminui de acordo com o nível de irradiância. Em baixas iluminações, a perda de eficiência é mais rápida e menos preditiva.
- **Temperatura da célula:** Por causa da insolação feita pela encapsulação das células nos módulos fotovoltaicos, as células se sobreaquecem e a performance dos módulos reduz. Essa é uma das mais importantes perdas de eficiência das células.

Um módulo fotovoltaico é um conjunto de células conectadas entre si e, portanto, possui uma curva característica similar àquela mostrada na Figura 24. Entretanto, a curva corrente-tensão de um módulo pode se modificar de acordo com a maneira como as células que o compõe estão conectadas, isto é, a curva característica de um módulo fotovoltaico depende se as células estão ligadas em série ou em paralelo. Módulos cujas células são conectadas em paralelo fornecem uma corrente cujo valor é a soma das correntes produzidas por cada célula individualmente ao passo que sua tensão é igual à de uma célula. Em módulos de células ligadas em série, tem-se o oposto: o módulo possui uma corrente igual à de uma única célula, enquanto sua tensão é igual à soma das tensões de cada célula.

Em combinações diferentes de 36 células, por exemplo, tem-se curvas corrente-tensão distintas conforme a associação das células. A Figura 25 mostra as curvas características de um conjunto de 36 células conectadas da seguinte forma: 3 conjuntos conectados em paralelo (3p) de 12 células ligadas em série (12s); 2 conjuntos em paralelo (2p) de 18 células ligadas em série (18s) e 1 conjunto (1p) de 36 células fotovoltaicas ligadas em série (36s).

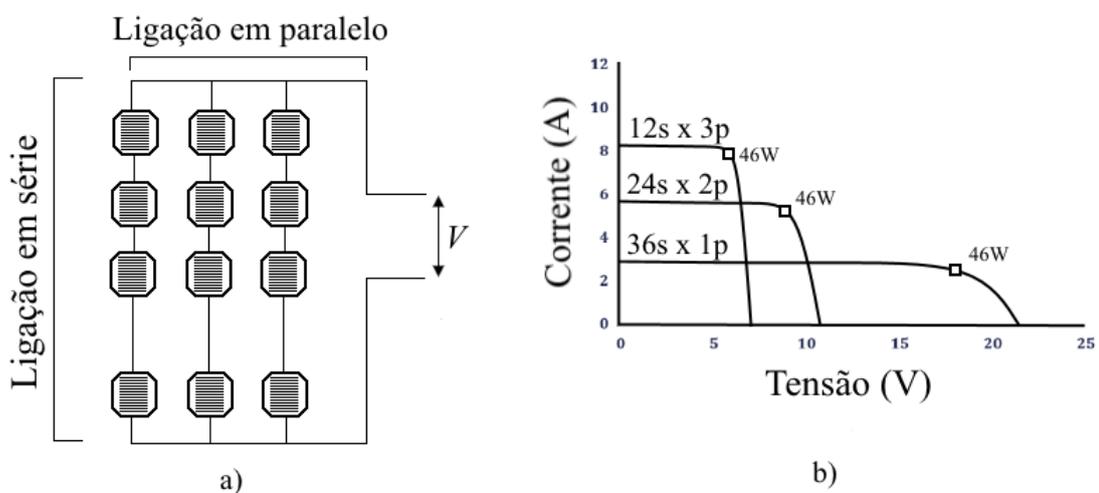


Figura 25 – a) Ligação em paralelo e em série b) Curvas corrente-tensão para diferentes associações de células

Os dois fatores principais que afetam a eficiência da conversão da energia solar em elétrica são a temperatura ambiente de operação e a intensidade da irradiação solar incidente sobre a célula que é influenciada pela nebulosidade local e pelo ângulo de inclinação da célula em relação ao solo. A eficiência da conversão se reduz ao longo da vida útil das células (EPE, 2012). A Figura 26 apresenta o comportamento da corrente-tensão dos módulos fotovoltaicos para diferentes valores de temperatura das células e níveis de irradiação.

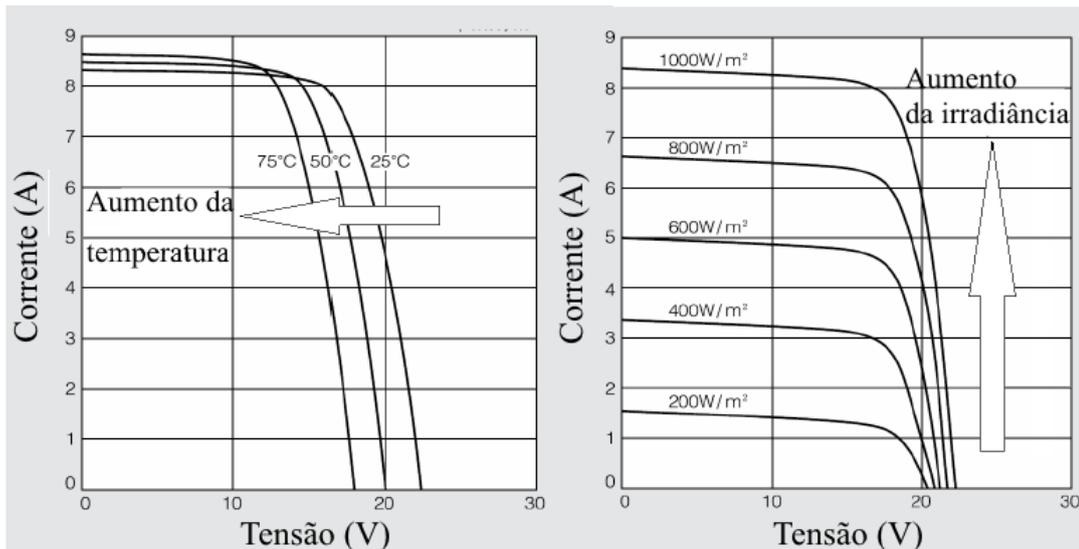


Figura 26 – Curvas corrente-tensão para diferentes temperaturas de células e níveis de irradiação solar.

Fonte: Barbieri, Rajakaruna e Ghosh (2017)

O cálculo do valor da tensão e da corrente do módulo é importante para a modelagem da potência de painéis fotovoltaicos. Trabalhos na literatura apresentam diferentes modelos de circuitos elétricos que representam as células fotovoltaicas. Um circuito simples que modela satisfatoriamente uma célula semicondutora é apresentado na Figura 27.

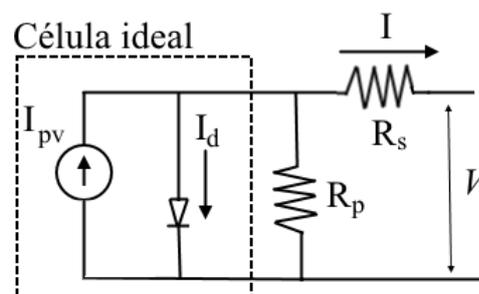


Figura 27 – Circuito elétrico de uma célula fotovoltaica

Fonte: Villalva, Gazoli e Filho (2009)

As células fotovoltaicas comportam-se como fontes de corrente associadas a um diodo. A corrente I_{pv} é oriunda da excitação de elétrons na junção $p-n$ e varia conforme a temperatura da célula e a irradiância solar incidente. Parte dessa corrente, I_d , circula através do diodo e a outra parte, I , alimenta a carga. A equação básica da teoria de semicondutores que matematicamente descreve a característica $I-V$ da célula ideal é

$$I = I_{pv} - I_d - \frac{V_p}{R_p} \quad (4.19)$$

em que I_{pv} é a corrente gerada pela luz incidente, I_d é a corrente da equação do diodo Shockley e V_p é a tensão em R_p .

Em células solares monocristalinas, o valor de $\frac{V_p}{R_p}$ é muito menor do que a corrente I_{pv} . Por simplificação, rejeita-se o último termo da equação 4.19 (HSIAO; BLEVINS, 1984):

$$I = I_{pv} - \underbrace{I_o \left[e^{\left(\frac{qV}{AkT} \right)} - 1 \right]}_{I_d} \quad (4.20)$$

em que I_o é a corrente de saturação ou de fuga do diodo, q é a carga do elétron ($1,60217 \times 10^{-19}$ C), k é a constante de Boltzmann ($1,3806 \times 10^{-23} \frac{J}{K}$), T é a temperatura da junção $p-n$ e A é a constante de diodos ideais.

O valor de V é obtido pela equação 4.21:

$$V = \frac{AkT}{e} \ln \left[\frac{I - I_d}{I_o} + 1 \right] - IR_s \quad (4.21)$$

Apesar das equações 4.20 e 4.21 apresentarem o cálculo de I e V pelos parâmetros mostrados, é difícil estimar os valores dessas variáveis. Contudo, esses parâmetros podem ser considerados como constantes já que eles não se alteram com a irradiância na célula e, assim, através da curva característica $I-V$ para uma temperatura de referência T_o , os parâmetros A , I_o e R_s podem ser obtidos. Depois de se conhecer tais variáveis, a equação 4.21 é usada para gerar a curva $I-V$ na condição de referência (HSIAO; BLEVINS, 1984). A corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto, então, podem ser dadas em função da temperatura, T , da célula e da irradiância G (BARBIERI; RAJAKARUNA; GHOSH, 2017; MARION, 2002; KROPOSKI et al., 2014).

$$I_{sc}(T, G) = I_{sc(STC)} \frac{G}{G_o} [1 + \alpha \cdot (T - T_o)] \quad (4.22)$$

em que $I_{sc(STC)}$ é a corrente de curto-circuito em condições de teste padrão, T é a temperatura da célula ($^{\circ}C$), T_o é a temperatura nominal de operação (geralmente $25^{\circ}C$),

G_o é a irradiância nominal (1000 W/m^2) e G é a irradiância incidente na célula (W/m^2).

$$V_{oc}(T, G) = V_{oc(STC)} [1 + \beta \cdot (T - T_o)] \left[1 + \delta \cdot \ln \left(\frac{G}{G_o} \right) \right] \quad (4.23)$$

em que $V_{oc(STC)}$ é a tensão de circuito aberto em condições de teste padrão, α , β e δ são coeficientes de temperatura que devem ser determinados em condições iniciais.

A potência máxima pode ser calculada de acordo com [Tsai, Tu e Su \(2008\)](#) pela equação 4.24:

$$P_{max} = I_{max} V_{max} = (FF) \cdot I_{sc} V_{oc} \quad (4.24)$$

em que I_{max} e V_{max} são a corrente e a tensão no ponto máximo da curva I - V , respectivamente e FF é um fator de conversão denominado *fill factor*.

Das equações 4.22, 4.23 e 4.24, tem-se que:

$$P_{max} = (FF) \times I_{sc} \frac{G}{G_o} [1 + \alpha \cdot (T - T_o)] \times V_{oc} [1 - \beta \cdot (T - T_o)] \quad (4.25)$$

Embora a equação 4.25 represente a potência máxima de saída das células fotovoltaicas, vários outros modelos matemáticos são apresentados na literatura. [Skoplaki e Palyvos \(2009\)](#) cita uma lista de trabalhos que utilizam diferentes modelagens matemáticas para o equacionamento da potência de placas fotovoltaicas. Dentre tais modelos, há aqueles mais simples em que se tem uma menor quantidade de parâmetros. [Fuentes et al. \(2007\)](#) afirma que há equações matemáticas simples disponíveis na literatura desde a década de 1970. Uma dessas modelagens é mostrada pela equação 4.26 e apresentada por [Barbieri, Rajakaruna e Ghosh \(2017\)](#), [Marion \(2002\)](#), [Fuentes et al. \(2007\)](#):

$$P_{max} = P_{max(STC)} \frac{G}{G_o} \cdot [1 - \gamma \cdot (T_{pv} - T_{ref})] \quad (4.26)$$

em que P_{max} é a potência máxima de saída do módulo fotovoltaico (W), $P_{max(STC)}$ é a potência máxima em condições de teste padrão (W), γ é o coeficiente de potência ($\frac{1}{\text{°C}}$), T_{pv} é a temperatura do módulo fotovoltaico (°C) e T_{ref} é a temperatura de referência em testes padrões (geralmente 25 °C).

A equação 4.26 também pode ser utilizada para um conjunto de módulos fotovoltaicos associados em um arranjo série, paralelo ou em uma combinação de ambos. A potência, então, é multiplicada pelo número de módulos que estão ligados entre si e a equação 4.26 é reescrita conforme a equação 4.27 empregada em [Riffonneau et al. \(2011\)](#):

$$P_{max} = P_{max(STC)} \frac{G}{G_o} \cdot [1 - \gamma \cdot (T_{pv} - T_{ref})] \times N_s \times N_p \quad (4.27)$$

em que N_s é o número de módulos solares ligados em série e N_p o número de módulos ligados em paralelo.

O parâmetro T_{pv} , por sua vez, pode ser obtido através da equação 4.28. Nessa equação, T_{amb} e $NOCT$ (*Nominal Operating Cell Temperature*) são, respectivamente, a temperatura ambiente e a temperatura nominal de funcionamento das células fotovoltaicas fornecida pelo manual do fabricante.

$$T_{pv} = T_{amb} + \frac{G}{800 \frac{W}{m^2}} \times (NOCT - 20^\circ C) \quad (4.28)$$

A partir da potência gerada por um conjunto de módulos solares, é possível estimar a energia elétrica produzida por uma usina fotovoltaica (UFV). A produção elétrica de um sistema fotovoltaico é proporcional à potência elétrica gerada, à quantidade de horas de insolação e a um coeficiente denominado razão de desempenho (ROCHA et al., 2017):

$$E = P_{max} \times t_{sol} \times \mu \quad (4.29)$$

em que P_{max} é a potência máxima fornecida pelos módulos fotovoltaicos (W), t_{sol} é o tempo de insolação (horas) e μ é o coeficiente de desempenho dos painéis (adimensional).

Os módulos fotovoltaicos apresentam uma relativa queda de eficiência ao longo do tempo uma vez que suas células se desgastam e perdem rendimento de produção. Em consequência disso, há uma diminuição na geração de energia ao longo dos anos a uma taxa anual φ considerada por Rocha et al. (2017) igual a 0,8%. Entretanto, é mais conveniente saber a taxa de degradação mensal dos módulos fotovoltaicos uma vez que a energia é liquidada mensalmente em empreendimentos fotovoltaicos centralizados. Uma taxa mensal r pode ser obtida da taxa anual φ segundo a equação 4.30.

$$r = -[(1 - \varphi)^{(\frac{1}{12})} - 1] \quad (4.30)$$

em que r é a taxa de degradação mensal (%) e φ é a taxa de degradação anual (%).

A energia produzida por um módulo fotovoltaico pode, então, ser ajustada conforme a equação 4.31

$$E_{sol} = E \times (1 - r)^n \quad (4.31)$$

em que E_{sol} é a energia, em MWh, gerada pelos módulos e ajustada pela degradação mensal das células e n é um certo mês da vida útil do equipamento.

4.3 Energia integrada

4.3.1 Conceito

Lo Basso et al. (2018) afirmam que há várias definições de sistemas integrados na literatura que dependem do ponto de vista do autor. De um modo geral, porém, pode-se definir um sistema de potência integrada de energia como sendo a combinação de dois ou mais dispositivos de conversão de energia ou, então, dois ou mais combustíveis destinados ao abastecimento de um mesmo equipamento. Quando integrados, esses dispositivos superam as limitações físicas de produção de energia um do outro e permitem um aumento na geração de eletricidade. Sistemas combinados podem ser designados a potencializar o uso de renováveis para uma menor emissão de gases poluentes em relação às tecnologias tradicionais de combustíveis fósseis. Eles são resultado da associação de diferentes fontes renováveis de energia para maior fornecimento energético e, também, para uma produção livre de carbono.

A título de exemplificação, listam-se algumas combinações de sistemas integrados de energia de acordo com EPE (2018):

- **Eólica + Fotovoltaica** - complementariedade da produção de energia entre essas fontes e otimização de custos de operação e investimento especialmente relacionados à injeção de potência no ponto de conexão. Diversas empresas têm explorado essa possibilidade.
- **Hidráulica + Fotovoltaica** - disponibilidade de área nos espelhos d'água de hidrelétricas para implantação de painéis fotovoltaicos flutuadores. Há projetos-pilotos nas usinas de Balbina (AM), Porto Primavera (SP) e Sobradinho (BA).
- **Heliotérmica + outro combustível (biomassa)** - em usinas heliotérmicas pode-se utilizar certos combustíveis para elevar seu fator de capacidade. No Brasil, estudos avaliam a biomassa como combustível complementar.
- **Biomassa + gás natural** - aumento do período de despacho e eficiência do ciclo térmico de usinas a bagaço de cana pela queima de gás natural.
- **Carvão + biomassa** - queima da biomassa juntamente com o carvão na caldeira a fim de se reduzir as emissões de CO_2 por MWh produzido.

Diferentes arranjos e configurações de fontes energéticas vêm recebendo a denominação genérica de "usina híbrida". Entretanto, outros conceitos são abordados de modo a diferenciar os tipos de combinação uma vez que as barreiras e implicações variam. Quatro tipologias são apresentadas de acordo com os benefícios e impactos de cada configuração

a fim de que haja maior entendimento da diferença entre usinas efetivamente híbridas e aquelas que apenas compartilham infraestrutura ou contratos (EPE, 2018).

1. Usinas adjacentes

Usinas adjacentes são aquelas construídas próximas uma à outra e que utilizam o mesmo terreno e compartilham instalações de interesse restrito. Por essa razão, esse arranjo de usinas permite um ganho no custo de locação de terreno além de uma sinergia operativa (custos O&M). Porém, tratam-se de duas usinas distintas, já que não há compartilhamento de equipamentos de geração. Por definição, não são propriamente usinas híbridas. Esse tipo de configuração tem sido frequentemente empregado por parques eólicos que se associam a novos empreendimentos fotovoltaicos.

2. Usinas Associadas

Define-se usinas associadas quando se tratam de duas (ou mais) usinas de fontes energéticas distintas, com características de produção complementar e que compartilham física e contratualmente a infraestrutura de conexão e acesso à Rede Básica. Essas usinas não são ditas híbridas pelo fato de que os equipamentos de geração são independentes. As usinas produzem energia independentemente uma da outra, podendo inclusive manter medidores individuais.

3. Usinas Híbridas

Usinas híbridas são aquelas em que distintas fontes combinam entre si ainda no processo de produção de energia elétrica. Como exemplo cita-se uma planta solar heliotérmica com queima de biomassa em que há aproveitamento na mesma turbina. Um outro exemplo seria uma usina fotovoltaica que compartilhe os conversores dos aerogeradores, dispensando a utilização de inversores fotovoltaicos. Nestes casos, não é possível discriminar a produção de energia elétrica pelas fontes associadas.

4. Portifólios Comerciais

A composição de portfólios de projetos envolvendo diferentes fontes se distingue das categorias anteriores por não envolver, necessariamente, qualquer proximidade física ou compartilhamento de equipamentos. A composição de portfólios é melhor utilizada quando se tratar de usinas que possuam recursos complementares, independentemente de estarem próximas entre si.

A Figura 28 apresenta um resumo das associações de fontes energéticas.

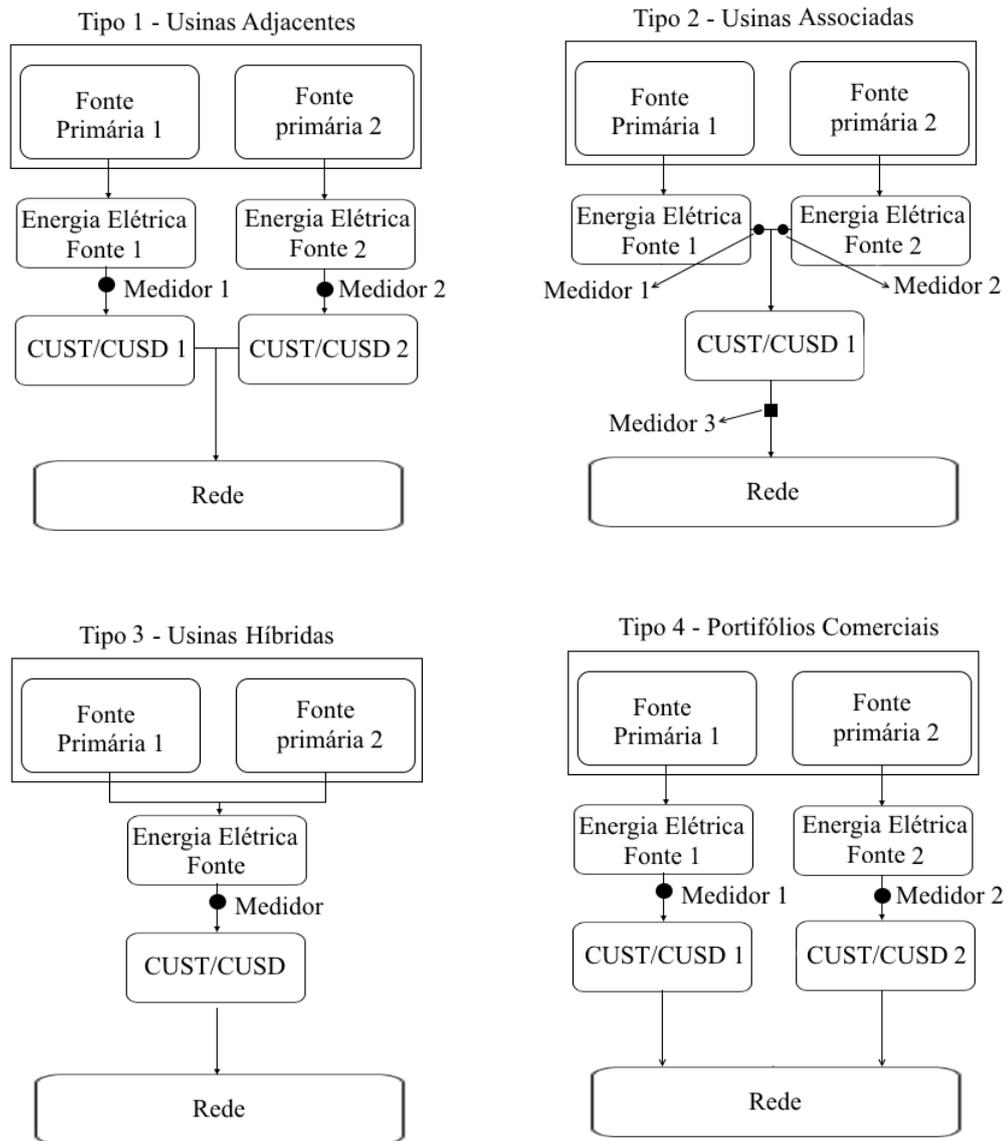


Figura 28 – Tipos de associações de usinas

Fonte: adaptado de EPE (2018)

Uma das grandes desvantagens de fontes renováveis de energia é a dependência de recursos naturais para produção de eletricidade. Usinas hidrelétricas bem como parques eólicos e fotovoltaicos, por exemplo, são fontes capazes de gerar energia elétrica apenas quando alguns recursos estão disponíveis no ambiente onde estão instaladas e, portanto, oscilam na produção de energia: ora fornecendo ao sistema elétrico energia em abundância, ora produzindo abaixo do esperado. Devido a essa instabilidade, a associação de fontes energéticas é mais comum entre as renováveis já que ela permite aproveitar de modo mais eficiente os recursos naturais de um determinado local e, conseqüentemente, uma maior produção de energia elétrica.

Além de um maior aproveitamento de recursos, a combinação de fontes energéticas permite uma série de outras vantagens como as citadas por [Venkataraman et al. \(2018\)](#):

- **Diminuição nos custos de desenvolvimento do projeto:** essa redução é alcançada através de eficiências nos estudos do projeto porque eles são os mesmos para ambos os tipos de fontes de geração.
- **Geração complementar:** a complementaridade no sistema integrado ocorre quando uma dentre duas ou mais fontes energéticas gera grande quantidade de energia enquanto as outras estão em baixo fornecimento de potência. De certa forma, isso pode manter a produção de energia constante e evitar a sobrecarga da rede elétrica. Porém, para uma ótima complementação de fontes é necessário que tais recursos dos quais as fontes do sistema híbrido são dependentes estejam, também, disponíveis de maneira complementar, isto é, quando um recurso natural estiver escasso em certo instante o outro se mantém abundante e vice-versa. Em uma associação eólico-solar, por exemplo, percebe-se esse fato: a produção através da energia solar fotovoltaica acontece apenas quando há sol e de forma mais intensa ao longo do período vespertino do dia, enquanto a geração de energia por fonte eólica acontece de forma mais acentuada durante o período noturno quando a velocidade do vento é maior. A disponibilidade de recursos naturais pode, também, se alterar de modo complementar ao longo do ano de acordo com o período sazonal. Ressalta-se, entretanto, que essa produção conjunta depende da disposição do fluxo de vento e da irradiação solar local que nem sempre se comportam de maneira complementar. Pode ocorrer, por exemplo, que o fluxo de vento, em certa região, seja mais intenso durante o dia e mais ameno durante a noite produzindo, conseqüentemente, maior energia elétrica por fonte eólica no período do tempo diurno. Neste caso não há complementaridade das fontes uma vez que a geração de eletricidade por efeito fotovoltaico ocorre também no período do dia. Isso poderia sobrecarregar a rede elétrica do sistema local onde a planta está instalada e produzir energia elétrica de maneira discrepante, isto é, excessiva em certas horas do dia e escassa em outras.
- **Compartilhamento das despesas de operação e manutenção (O&M):** menor quantidade de mão de obra qualificada é necessária para manter um sistema híbrido de energia. Além disso, tem-se economia de despesas devido ao compartilhamento da sala de controle, infraestrutura de comunicação e pessoal para operação da usina.
- **Melhor utilização da área territorial:** conservação de espaço e aumento da densidade de energia, isto é, há um aumento na quantidade de energia produzida por área territorial. As fontes associadas de energia podem, também, compartilhar a mesma infraestrutura do sistema de transmissão.

Dentre outras vantagens, pode-se citar também o benefício de cada tipo de tecnologia. Os equipamentos necessários para captação e conversão da energia do sol, por exemplo, tais como módulos e inversores exigem uma área módica de instalação e, portanto, podem ser colocados em espaços pequenos e desocupados. Essa é uma razão pela qual fontes fotovoltaicas vem sendo utilizadas em conjunto com outros tipos de fontes em sistemas integrados. A praticidade de instalação e o aproveitamento de áreas ociosas para geração de energia extra torna esse tipo de fonte uma das mais adequadas para sistemas associados de produção energética. No entanto, aspectos técnicos, econômicos e ambientais devem ser levados em conta antes da construção e implantação desses tipos de usina.

Apesar dos proveitos da associação de fontes, citam-se alguns aspectos que devem ser levados em conta na análise de sistemas integrados (EPE, 2018).

- **Curtailement:** quando há elevada produção simultânea de energia, principalmente em configurações de usinas associadas, ocorre a necessidade de corte de geração (*curtailment*). Esse corte cresce conforme o aumento da diferença entre a soma da capacidade máxima das duas usinas associadas e a potência máxima contratada para injeção na rede de transmissão ou distribuição. Para as usinas híbridas de fato acontece um sub-aproveitamento das fontes energéticas toda vez que a disponibilidade dos recursos combinados supere a capacidade de produção de energia elétrica. Entretanto, não há cortes na configuração de sistemas híbridos de energia. Nas usinas adjacentes, não ocorrem perdas por curtailement geralmente já que todos os equipamentos de transformação e transmissão são dimensionados para a soma das potências nominais das fontes. É importante atentar para a perda curtailement uma vez que ela está associada a custos e riscos econômicos. Apesar disso, algum nível de corte pode ser perfeitamente admitido.
- **Interferência entre fontes de geração:** em alguns casos pode ocorrer interferência de uma usina à outra. Como exemplo cita-se sombras de torres e pás de turbinas eólicas sobre módulos fotovoltaicos ou a interferência na rugosidade do terreno pela instalação de painéis solares que altera o fluxo de vento através dos aerogeradores.
- **Possibilidade de combinações de tecnologias:** dependendo da configuração arranjada, pode não ser viável utilizar algumas combinações de fontes. Usinas associadas permitem combinações do tipo eólico-fotovoltaica, por exemplo, mas pode não ser adequado arranjos entre biomassa e heliotérmica, pois nesse caso haveria a associação de duas usinas termelétricas separadas. Por outro lado, haver-se-iam benefícios se tais usinas fossem agrupadas em uma topologia híbrida.
- **Fontes despacháveis versus não despacháveis:** fontes despacháveis são aquelas em que há maneiras de se produzir energia de modo constante como termelétricas e

algumas hidrelétricas com reservatórios. As não despacháveis dependem sensivelmente de recursos naturais para geração de energia e, geralmente, são intermitentes. Eólica, solar e hidrelétricas a fio d'água são alguns exemplos. Se as duas ou mais fontes integradas em um projeto forem não despacháveis, a produção da usina associada ou híbrida será não despachável.

Em uma combinação de hidrelétrica com solar fotovoltaica, por exemplo, combina-se uma fonte despachável com outra não-despachável. A produção da usina fotovoltaica poderia restringir o despacho de parte da energia hidrelétrica em determinados momentos do dia. Quando a fonte não despachável é muito inferior à despachável, em capacidade instalada, esse efeito não deve ser relevante.

4.3.2 Energia integrada no Brasil

A geração de energia elétrica a partir de sistemas integrados de produção de energia é recente no Brasil e vem recebendo investimentos do setor privado, principalmente, em fontes eólico-solar. No Nordeste onde a média anual de velocidade dos fluxos de vento e de irradiação solar é elevada em relação ao resto do país, tem-se um ambiente propício para a instalação dessas fontes energéticas. De fato, as duas usinas integradas eólico-solar pioneiras no setor energético nacional estão instaladas na região Nordeste: a primeira que entrou em operação no território nacional e comercializa energia no mercado regulado está localizada no estado de Pernambuco enquanto a segunda vende sua produção de energia no mercado livre e está instalada no estado da Bahia. Além dessas, vale citar uma terceira no estado do Amazonas que vem sendo desenvolvida a partir da geração hídrico-solar. Essas usinas são discutidas com mais detalhes a seguir.

Em Tacaratu, estado do Pernambuco, a Enel Green Power, uma empresa multinacional dedicada à geração de energia elétrica por fontes renováveis, investiu no setor híbrido na implantação de duas UFVs de 11 MW de potência instalada e um parque eólico de 80MW. O complexo entrou em operação em meados de 2015 e é capaz de gerar, em média, 340 GWh de energia por ano.

Em Caetité, no estado da Bahia, o investimento em energia integrada também fora feito a um complexo eólico-solar que conta com um total de 26,4 MW de potência instalada sendo 21,6 MW de fonte eólica e 4,8 MW de solar. A Renova Energia é a empresa responsável pelo investimento nesse empreendimento e é uma das primeiras a comercializar energia de forma integrada no mercado livre. Em particular, este complexo é considerado para exemplificar a proposta deste trabalho. A Figura 29 mostra o complexo integrado de Caetité.



Figura 29 – Parque eólico e usina fotovoltaica do sistema integrado de Caetité

Fonte: (ELÉTRICO, 2017)

Já no estado do Amazonas, a usina hidrelétrica de Balbina ganhou placas fotovoltaicas instaladas sobre flutuadores que foram fixados no lago da hidrelétrica. Inicialmente, a fonte solar conta com 5 MW de potência instalada, mas planeja-se expandi-la posteriormente.

Nota-se que a combinação de diferentes fontes renováveis de energia para geração de eletricidade no Brasil vem aumentando anualmente como resultado da redução dos custos das tecnologias envolvidas no processo de conversão de energia bem como do incentivo à produção de energia limpa, sem emissão de gases poluentes.

4.4 Principais considerações

Este capítulo apresentou as principais características das usinas eólicas e solares no que se refere à transformação de vento e insolação em energia. As modalidades disponíveis para associação destas duas usinas em um único sítio foram apresentadas.

5 METODOLOGIA

Uma das maiores preocupações dos investidores ao aplicar certo capital em algum negócio financeiro é criar valor. Um empreendimento só agrega valor quando o valor presente da série futura de benefícios líquidos de caixa, que se espera que a proposta produza, supera o desembolso inicial (HAWAWINI; VIALLET, 2009).

A geração de energia a partir de renováveis como eólica, solar e biomassa, por exemplo, oferece riscos relacionados à não produção de energia uma vez que os recursos utilizados por elas variam intermitentemente ao longo do tempo. Modelos de análise probabilística da literatura associados a técnicas de engenharia econômica podem auxiliar a avaliação financeira de empreendimentos renováveis. O Valor Presente Líquido é a técnica mais empregada para estudos de viabilidade econômica e tomadas de decisão. No setor de produção de energia, o cálculo do VPL é obtido seguindo, basicamente, três etapas: levantamento de dados dos recursos para produção de energia – velocidade de vento e irradiância solar no setor eólico e fotovoltaico, por exemplo –, cálculo da receita a partir do produto entre a energia gerada e o preço de comercialização no mercado e, por fim, montagem do fluxo de caixa.

Este capítulo apresenta alguns conceitos da literatura utilizados no desenvolvimento deste trabalho. A Simulação de Monte Carlo é descrita como modelo probabilístico e o Valor Presente Líquido como ferramenta de avaliação de viabilidade econômica. Todos os cálculos realizados bem como algumas regras do mercado de energia brasileiro são mencionados e explicados nessa seção que se inicia apresentando os passos seguidos para se alcançar os objetivos do trabalho.

5.1 Etapas da metodologia

Para se medir e avaliar o risco econômico de sistemas renováveis considerando atrasos e antecipações do empreendimento, algumas etapas da metodologia aplicada são seguidas.

Primeiramente, estima-se a receita mensal de um sistema híbrido eólico-solar através do equacionamento matemático da potência de saída de aerogeradores e placas fotovoltaicas. O cálculo da receita considera tanto a energia produzida e vendida no mercado de energia e sujeita às regras de comercialização quanto o seu preço de venda acordado contratualmente entre o cliente e o agente gerador vencedor do leilão. O investidor garante uma receita extra ao seu fluxo de caixa quando há produção de energia acima do valor estipulado em contrato e necessita liquidar energia a um certo custo caso a produção energética, em um

determinado mês, seja deficitária.

No segundo passo, estimam-se os custos de investimento inicial, os custos fixos anuais, os impostos e as despesas relacionadas ao financiamento do empreendimento. Determina-se, então, o fluxo de caixa anual determinístico do empreendimento híbrido e calcula-se o VPL. Em seguida, são escolhidas as variáveis de entrada da abordagem de Monte Carlo e é feito um levantamento dos dados históricos de cada uma para associação a curvas de distribuição de probabilidade de acordo com o maior valor-p χ^2 . As principais funções estatísticas utilizadas neste trabalho são apresentadas no Anexo I.

A última etapa consiste na execução da Simulação de Monte Carlo para cada situação e cenário proposto. A SMC fornece a probabilidade de VPL positivo em cada caso e permite uma análise da sensibilidade de cada uma das variáveis de entrada, isto é, a influência ou o impacto que cada parâmetro causa na saída VPL. A figura 30 mostra o fluxograma que resume as etapas da metodologia.

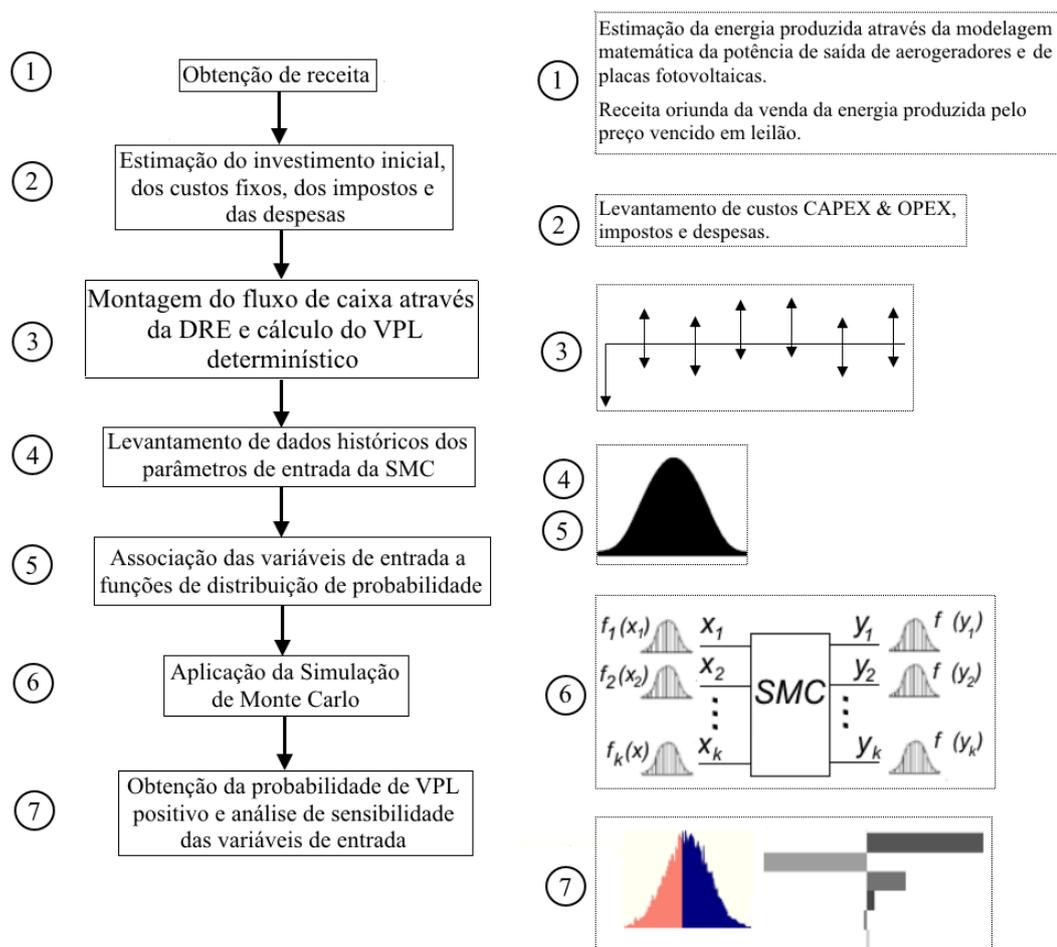


Figura 30 – Fluxograma da metodologia desenvolvida

Fonte: produção do próprio autor

5.2 Notação empregada na dissertação

No ambiente de contratação regulada do mercado de energia brasileiro acontecem diferentes leilões para a venda e compra de energia elétrica. O vencedor de um leilão assume a responsabilidade de construir toda a infra-estrutura do empreendimento leilado que é obrigado a entrar em operação dentro de um prazo estipulado em contrato. Esse prazo varia de leilão para leilão, mas é comum a notação

$$A-N$$

em que N , $N \in \mathbb{N}$ e $N \neq 0$, é o tempo, em anos, contado a partir da data do leilão, para que o aproveitamento leilado entre em operação sem haver penalizações.

Dessa forma, um leilão A-2 (lê-se: "A menos 2") representa um conjunto de lotes de empreendimentos que serão leiloados e que deverão entrar em operação dentro de um prazo de 2 anos contados a partir da data do referido leilão. Há vários leilões $A-N$ como aqueles mencionados na seção 3.1.1. Essa notação, portanto, é genérica e permite identificar o prazo (N anos) concedido ao investidor para que seu empreendimento entre em funcionamento sem que haja penalizações.

Este trabalho considera o tempo de antecipação ou de atraso em obras de empreendimentos do setor de geração energética que por algum motivo entraram em operação prévia ou posteriormente ao prazo determinado em contrato. Para os anos de adiantamento ou atraso emprega-se a notação q . Dessa forma, tem-se que

$$N+q$$

com $\{q \in \mathbb{Z} \mid q < N\} = [-2:2]$

O símbolo q representa o tempo, em anos, de antecipação ou de atraso em relação ao tempo, N , estipulado em contrato que o empreendimento deve entrar em operação. Valores positivos de q denotam atrasos na conclusão do empreendimento em relação ao tempo estipulado e valores negativos representam antecipações de obras.

A notação $N-1$, por exemplo, corresponde a um empreendimento que deveria entrar em operação N anos após a data do leilão, mas fora finalizado antecipadamente e entrou em funcionamento um ano antes da data limite estipulada. Por outro lado, a configuração $N+2$, por exemplo, representa um empreendimento que deveria entrar em operação N anos após a data do leilão, porém o fez apenas dois anos após a data limite. A Figura 31 mostra três empreendimentos em situação normal, adiantada e em atraso.

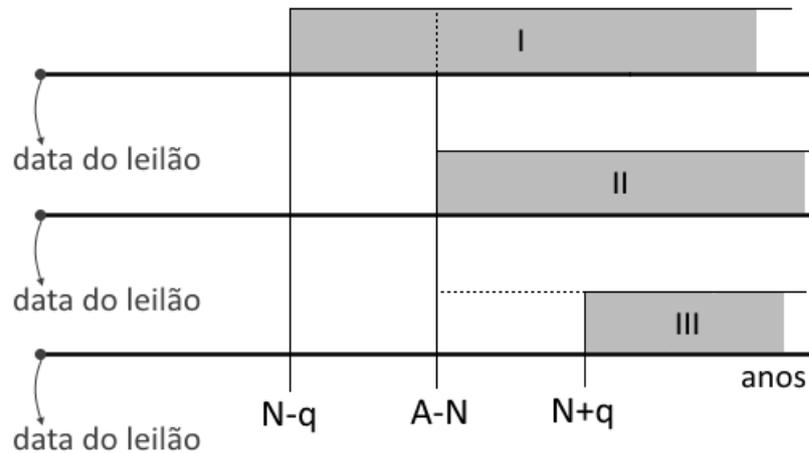


Figura 31 – Situação de empreendimentos em relação aos prazos para entrada em operação: I – adiantada, II – normal e III – atrasada

Fonte: produção do próprio autor

5.3 Obtenção de receita

A receita de um agente gerador é oriunda unicamente da venda de energia que pode ser discriminada em dois conceitos distintos: energia produzida e energia vendida. A energia produzida é aquela que é fornecida pelo aproveitamento energético – parque eólico e usina solar, neste caso – e varia conforme a disponibilidade de recursos de vento e de irradiância solar. A geração dessa energia é estocástica e se altera ao longo do dia e do ano. Já a energia vendida é aquela que deve ser obrigatoriamente fornecida ao agente comprador por determinação contratual e possui uma característica constante, isto é, seu valor não muda ao longo do tempo obedecendo àquele celebrado em contrato. A energia produzida, então, deve ser suficiente para suprir a energia vendida, caso contrário, o agente gerador deve fazer a recomposição de lastro liquidando a diferença entre a energia produzida e a vendida no mercado *Spot*.

A energia produzida por um empreendimento eólico e fotovoltaico é obtida da potência de saída da turbina de aerogeradores e de módulos fotovoltaicos, respectivamente.

A energia produzida pelas turbinas eólicas é proporcional à potência de saída gerada pelas máquinas e ao intervalo de tempo em que ela é fornecida. A potência, por sua vez, é obtida da equação 4.16 cujos valores dos parâmetros são apresentados na Tabela 20, no apêndice deste documento. Dentre estes parâmetros, é apresentado na equação 4.16, o C_p que é dependente da velocidade do vento (AQUILA et al., 2016). Para seu cálculo, recorre-se à regressão dos dados presentes em ENERCON (2015, p. 14). A Tabela 4 apresenta as informações para regressão da variável C_p . Essa tabela é montada utilizando os dados de um aerogerador cujas características são similares às dos aerogeradores do estudo

de caso: potência nominal de 3 MW e diâmetro das pás de 115 metros de comprimento.

Tabela 4 – Informações para o cálculo do coeficiente de potência – C_p

Velocidade do vento (m/s)	C_p
1	0,000
2	0,058
3	0,279
4	0,376
5	0,421
6	0,451
7	0,469
8	0,470
9	0,445
10	0,401
11	0,338
12	0,270
13	0,212
14	0,170
15	0,138
16	0,114
17	0,095
18	0,080
19	0,068
20	0,058
21	0,050
22	0,044
23	0,038
24	0,034
25	0,030

Da regressão do parâmetro C_p em função da velocidade do vento obtém-se a equação 5.1:

$$C_p(v) = 0,30887 + 0,28521v - 0,03432v^2 + 0,00149v^3 - 0,00002v^4 \quad (5.1)$$

em que $C_p(v)$ é o coeficiente de potência para um certo valor de velocidade de vento e v é a velocidade do vento (m/s). Para essa regressão obteve-se $R_{ajustado}^2 = 97,65\%$.

Por outro lado, a potência gerada pelos painéis fotovoltaicos é obtida das equações 4.27 e 4.28 enquanto a energia produzida é estimada segundo a equação 4.31. Os valores dos parâmetros para determinação dessas variáveis são apresentados na Tabela 21 no apêndice dessa dissertação.

A energia vendida, por sua vez, é dada pela Garantia Física do aproveitamento energético segundo as equações 5.2 e 5.3:

$$E_{v_{eol}(m,a)} = GF_{eol} \times u_{(m)} \quad (5.2)$$

em que $E_{v_{eol}(m,a)}$ é a energia eólica vendida em MWh no mês m e ano a , GF_{eol} é a garantia física eólica em MW e $u_{(m)}$ é o tempo, em horas, do mês m dado por: $u_{(m)} = 24 \times \text{número de dias do mês } m$.

$$E_{v_{sol}(m,a)} = GF_{sol} \times u_{(m)} \quad (5.3)$$

em que $E_{v_{sol}(m,a)}$ é a energia solar vendida em MWh no mês m e ano a , GF_{sol} é a garantia física solar em MW.

A receita oriunda da venda da energia contratada é uma parcela garantida ao agente gerador. Ele receberá a quantia financeira referente à venda dessa energia mesmo se não produzir o suficiente para honrá-la. O risco do investidor, portanto, está relacionado à diferença que ele deve liquidar caso não tenha lastro para suprir a demanda do consumidor.

Se a geração de energia, em um certo mês, for maior que a energia vendida, o agente gerador terá dois tipos de receita: aquela proveniente da energia vendida e aquela oriunda da diferença entre o que foi produzido e o que foi vendido. Assim, tanto a energia vendida quanto a venda do excedente produzido são fatores positivos ao empreendedor. Entretanto, se a produção de energia for menor que a energia vendida, o investidor gera receita através da venda dessa energia, porém necessita liquidar a diferença entre o que foi produzido e o que foi vendido no Mercado de Curto Prazo. Portanto, neste caso, o agente gerador possui uma parcela positiva correspondente à venda da energia contratada e uma parcela negativa resultado da liquidação no mercado *Spot*. A Figura 32 ilustra dois casos: no *caso 1* há excedente de produção de energia e ambas as parcelas são apresentadas com um sinal positivo. No *caso 2* apresenta-se a parcela positiva e a negativa.

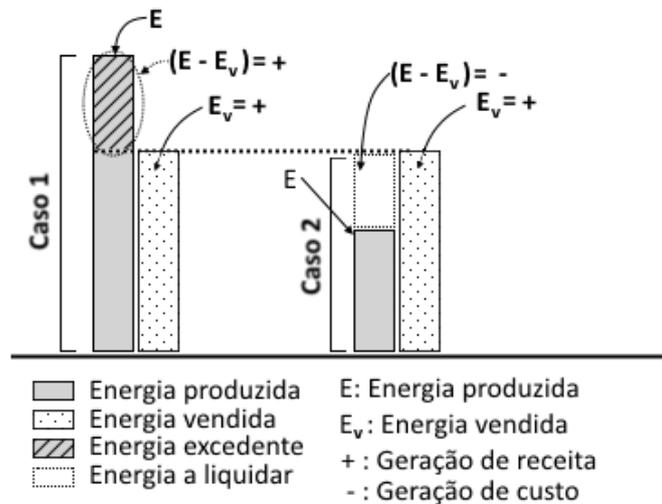


Figura 32 – Energia produzida e energia vendida: apresentação dos casos de excedente de produção – caso 1 – e de liquidação no mercado *Spot* – caso 2.

Fonte: produção do próprio autor

A parcela da energia referente a comercialização da energia vendida é obtida pela quantidade dessa mesma energia multiplicada pelo preço estabelecido em contrato. No mercado regulado, o menor preço oferecido pelo MWh produzido é o vencedor do leilão. No mercado livre, os agentes são livres para definirem o preço do MWh que segue as leis da economia de mercado.

A parcela da energia correspondente ao excedente produzido ou à recomposição de lastro é valorada ao PLD que varia semanalmente, por patamar de carga e por submercado no Mercado de Curto Prazo.

Visto que o sistema de precificação da energia se difere em relação aos âmbitos de contratação, apresenta-se a receita obtida pelo investidor na venda da energia eólica e fotovoltaica produzida nos dois ambientes de mercado:

- No ACR, a receita anual obtida pelo investidor pela venda de energia através da produção por fonte eólica e fotovoltaica é dada pelas equações 5.4 e 5.5:

$$R_{anual}^{eol,ACR} = \sum_{m=1}^{12} \left[(E_{v_{eol}(m)} \times \lambda_{ACR}^{eol}) + [(E_{eol(m,a)} - E_{v_{eol}(m)}) \times PLD_{(m,a)}] \right] \quad (5.4)$$

em que $R_{anual}^{eol,ACR}$ é a receita anual oriunda da produção e venda de energia eólica no ACR em R\$, λ_{ACR}^{eol} é o preço médio de venda da energia eólica no mercado regulado em R\$/MWh, $E_{v_{eol}(m)}$ é a energia eólica vendida em MWh no mês m , $E_{eol(m,a)}$ é a

energia produzida através de fonte eólica em MWh no mês m e ano a e $PLD_{(m,a)}$ é o preço médio de venda da energia no mercado *Spot* no mês m e ano a .

$$R_{anual}^{sol,ACR} = \sum_{m=1}^{12} \left[(E_{v_{sol}(m)} \times \lambda_{ACR}^{sol}) + [(E_{sol(m,a)} - E_{v_{sol}(m)}) \times PLD_{(m,a)}] \right] \quad (5.5)$$

em que $R_{anual}^{sol,ACR}$ é a receita anual oriunda da produção e venda de energia fotovoltaica no ACR em R\$, λ_{ACR}^{sol} é o preço médio de venda da energia fotovoltaica no mercado regulado em R\$/MWh, $E_{v_{sol}(m)}$ é a energia fotovoltaica vendida em MWh no mês m , $E_{sol(m,a)}$ é a energia produzida através de fonte fotovoltaica em MWh no mês m e ano a e $PLD_{(m,a)}$ é o preço médio de venda da energia no mercado *Spot* no mês m e ano a .

Note que em ambas as equações há o termo referente ao produto do PLD pela diferença entre a energia produzida e a energia vendida. Em caso de produção excedente, essa diferença é positiva e uma certa importância é acrescentada à receita proveniente da venda da energia contratada. No entanto, se o agente gerador necessitar recompor lastro, essa diferença torna-se negativa e ocorre uma dedução nessa mesma receita. Além disso, percebe-se, também, que tanto a venda da energia contratada quanto a liquidação das diferenças no MCP ocorrem a cada mês do ano.

A receita total no ACR, para um certo ano a , é obtida, então, pela equação 5.6:

$$R_{anual}^{ACR} = R_{anual}^{eol,ACR} + R_{anual}^{sol,ACR} \quad (5.6)$$

em que R_{anual}^{ACR} é a receita anual total do empreendedor pela comercialização da energia produzida no ACR, em R\$.

- No ACL, as equações para obtenção de receita são similares às apresentadas para o ACR, porém, o preço médio de venda, denotado por λ_{ACL}^{eol} e λ_{ACL}^{sol} , varia em prazos definidos em contrato. Neste trabalho são considerados preços médios anuais para a comercialização da energia vendida. As equações 5.4 e 5.5, portanto, apresentam uma pequena modificação e são mostradas como nas equações 5.7 e 5.8, respectivamente.

$$R_{anual}^{eol,ACL} = \sum_{m=1}^{12} \left[(E_{v_{eol}(m)} \times \lambda_{ACL(a)}^{eol}) + [(E_{eol(m,a)} - E_{v_{eol}(m)}) \times PLD_{(m,a)}] \right] \quad (5.7)$$

em que $\lambda_{ACL(a)}^{eol}$ é o preço médio da energia eólica vendida no ACL definido para o ano a e dado em R\$/MWh.

$$R_{anual}^{sol,ACL} = \sum_{m=1}^{12} \left[(E_{v_{sol}(m)} \times \lambda_{ACL(a)}^{sol}) + [(E_{sol(m,a)} - E_{v_{sol}(m)}) \times PLD_{(m,a)}] \right] \quad (5.8)$$

em que $\lambda_{ACL(a)}^{sol}$ é o preço médio da energia fotovoltaica vendida no ACL definido para o ano a e dado em R\$/MWh.

A receita total anual no ACL é fornecida pela equação 5.9:

$$R_{(a)}^{ACL} = R_{anual}^{eol,ACL} + R_{anual}^{sol,ACL} \quad (5.9)$$

O PLD é o preço pelo qual a liquidação de energia é efetuada no MCP. Anualmente, a ANEEL define um piso e um teto ao seu valor que varia, assim, dentro de um limite mínimo e máximo. O valor do PLD é obtido conforme a equação 5.10.

$$PLD_{(m,a)} = \begin{cases} PLD_{min} & \text{se } PLD_{(m,a)} < PLD_{min} \\ PLD_{(m,a)} & \text{se } PLD_{min} \leq PLD_{(m,a)} \leq PLD_{max} \\ PLD_{max} & \text{se } PLD_{(m,a)} > PLD_{max} \end{cases} \quad (5.10)$$

em que PLD_{min} e PLD_{max} são, respectivamente, os valores mínimos e máximos estabelecidos pela ANEEL.

Neste trabalho, foram utilizados os valores do ano de 2018:

$$PLD_{min} = \text{R\$ } 40,16 \text{ e}$$

$$PLD_{max} = \text{R\$ } 505,18.$$

5.4 Custo CAPEX, custos fixos, depreciação e impostos

O investimento total realizado em um sistema integrado eólico-solar é o resultado da soma do total do capital investido em cada uma das fontes que compartilhando ativos da rede, terreno e subestações tem seu investimento reduzido. Na verdade, a diminuição de custos de instalação e manutenção é uma das grandes vantagens de sistemas integrados de energia e uma das razões que tem chamado a atenção de empreendedores do setor energético.

O custo CAPEX pode ser estimado por um fator médio normalizado em função da potência nominal do empreendimento. O investimento realizado, então, é proporcional ao produto desse fator pela potência instalada do parque eólico ou da UFV. O total aplicado pelo investidor é conforme a equação 5.11.

$$I = (\kappa^{eol} \times P_N^{eol}) + (\kappa^{sol} \times P_N^{sol}) \quad (5.11)$$

em que I corresponde ao investimento total do agente gerador, κ^{eol} and κ^{sol} são, respectivamente, o investimento em R\$ por MW instalado em parques eólicos e fotovoltaicos (R\$/MW) e P_N^{eol} e P_N^{sol} são as potências nominais ou instaladas de cada fonte (MW).

Os valores de κ^{eol} e κ^{sol} são obtidos através das informações dos últimos leilões disponíveis em [ANEEL \(2018b\)](#) e associados a uma curva de distribuição de probabilidades.

Os custos fixos podem ser divididos entre os custos de operação e manutenção (O&M) e os custos da TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão. Os custos de O&M estão relacionados à manutenção de equipamentos, seguro, administração e aluguel do terreno ([AGENCY, 2013](#)).

Já os custos com TUST são referentes ao pagamento do setor de transmissão pelo serviço de transmitir ou escoar a energia gerada pelos centros de produção. O cálculo da TUST é realizado a partir de simulação de modelagens matemáticas, que utiliza como dados de entrada a configuração da rede, representada por suas linhas de transmissão, subestações, geração e carga.

Por determinação da Agência Nacional de Energia Elétrica, através da Lei n° 9.427, de 26 de dezembro de 1996, estabeleceu que os empreendimentos renováveis, tais como: Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), hidrelétricas com potência igual ou inferior a 1.000 kW (mil quilowatts) e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW (trinta mil quilowatts) fazem jus a percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão incidindo na produção e no consumo da energia comercializada ([CCEE, 2014b](#)). A Resolução 481 de 2012 da ANEEL estabelece, ainda, o desconto de 80% (oitenta por cento) para os empreendimentos de fonte solar que entrarem em operação comercial até 31 de dezembro de 2017, aplicável nos 10 (dez) primeiros anos de operação da usina, nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão incidindo na produção e no consumo da energia comercializada. Esse desconto será reduzido para 50% (cinquenta por cento) após o décimo ano de operação da usina ([ANEEL, 2012](#)).

O custo fixo anual dos empreendimentos energéticos são calculados através das equações 5.12 e 5.13

$$C_{fixo}^{annual(80\%)} = (c_{O\&M}^{eol} \times P_N^{eol} + c_{O\&M}^{sol} \times P_N^{sol}) + (50\% \times t_{TUST}^{eol} \times P_N^{eol} + 20\% \times t_{TUST}^{sol} \times P_N^{sol}) \quad (5.12)$$

em que $C_{fixo}^{annual(80\%)}$ é o custo fixo anual considerando 80% de desconto na tarifa TUST do sistema fotovoltaico (R\$), $c_{O\&M}^{eol}$ é o custo anual por MW de potência eólica instalada (R\$/MW/ano), P_N^{eol} é a potência nominal do parque eólico (MW), $c_{O\&M}^{sol}$ é o custo anual por MW de potência fotovoltaica instalada (R\$/MW/ano), P_N^{sol} é a potência nominal da UFV (MW), t_{TUST}^{eol} é a tarifa TUST aplicada ao sistema eólico (R\$/MW/ano) e t_{TUST}^{sol} a

tarifa TUST utilizada na UFV (R\$/MW/ano).

$$C_{fixo}^{annual(50\%)} = (c_{O\&M}^{eol} \times P_N^{eol} + c_{O\&M}^{sol} \times P_N^{sol}) + (50\% \times t_{TUST}^{eol} \times P_N^{eol} + 50\% \times t_{TUST}^{sol} \times P_N^{sol}) \quad (5.13)$$

As equações 5.12 e 5.13 são muito parecidas. Entretanto, a primeira considera um desconto de 80% na tarifa TUST do empreendimento fotovoltaico e é aplicada durante os 10 primeiros anos de funcionamento, enquanto a segunda emprega uma tarifa com desconto de 50% aplicada a partir do 10º ano desde a entrada em operação da usina.

Os valores de $c_{O\&M}^{eol}$ e $c_{O\&M}^{sol}$ são apresentados em EPE (2016a) que estima o custo nivelado da geração eólica *onshore* no Brasil. Os valores de $c_{O\&M}^{eol}$ e $c_{O\&M}^{sol}$ são, respectivamente, 85.000,00 $\frac{R\$}{MW \cdot ano}$ (EPE, 2016a, p. 288) e 61.500,00¹ $\frac{R\$}{MW \cdot ano}$ (EPE, 2016a, p. 372). As tarifas t_{TUST}^{eol} e t_{TUST}^{sol} são, respectivamente, iguais a 53.928,00 $\frac{R\$}{MW \cdot ano}$ e 62.588,00 $\frac{R\$}{MW \cdot ano}$ (ANEEL, 2015, p. 42 e p. 57).

A depreciação corresponde ao encargo periódico que determinados bens sofrem por uso, obsolescência ou desgaste natural. A taxa anual de depreciação é fixada em função do prazo, durante o qual se possa esperar utilização econômica. Os ativos da rede e os componentes da usina integrada são depreciados de forma diferente como é o caso do inversor da UFV que é depreciado por um período de 10 anos enquanto as placas fotovoltaicas se depreciam em torno de 25 anos. Apesar disso, a depreciação do empreendimento integrado de estudo foi realizada considerando um período de 20 anos e sobre o investimento total efetuado em cada tipo de usina.

Dentre os impostos, foram considerados o PIS/PASESP e COFINS aplicados sobre a receita bruta. Além desses, considera-se, também, o IRPJ – Imposto de Renda de Pessoa Jurídica – e o CSLL – Contribuição Social sobre o Lucro Líquido. As alíquotas consideradas são mostradas na Tabela 5.

Tabela 5 – Impostos e alíquotas

Imposto	Alíquota
PIS/PASESP	1,65%
COFINS	7,60%
CSLL	9%
IRPJ	25%

¹ A referência citada apresenta valores em Dólares para o custo médio de O&M por MW instalado de fonte fotovoltaica. A conversão para o Real utilizou uma taxa de 3,24 R\$/US\$ resultado da média dos valores mensais de Janeiro/2017 a Maio/2018

5.5 Fluxo de caixa determinístico e aplicação do método estocástico

O Valor Presente Líquido é a metodologia utilizada na avaliação de viabilidade econômica de empreendimentos e representa a diferença entre um investimento inicial e o valor presente de fluxos de caixa futuros a uma taxa de desconto i . O VPL é um dos métodos mais conhecidos e empregados na análise financeira de projetos porque leva em conta o valor do dinheiro no tempo e o custo de capital da empresa.

Em geral, se $VPL > 0$ o projeto em avaliação é aceito pois há agregação de valor. Quanto maior o VPL, mais atraente o empreendimento se torna aos olhos do investidor (AUSSEL et al., 2018).

A equação 5.14 apresenta o cálculo do VPL determinístico:

$$VPL = -I + \sum_{a=1}^T \frac{FC_a}{(1+i)^a} \quad (5.14)$$

em que I é o investimento inicial, a é um determinado ano futuro e T é o período total de análise.

Os caixas futuros são, principalmente, resultados da diferença entre as receitas geradas anualmente e os custos totais anuais do empreendimento. Para a montagem do fluxo de caixa, algumas etapas de cálculo são seguidas:

- 1) Determinação do custo CAPEX
- 2) Determinação da receita total no ano a .
- 3) Determinação dos custos totais anuais (custos fixos mais impostos).
- 4) Determinação da taxa de desconto i .
- 5) Montagem do fluxo de caixa e cálculo do VPL.

A montagem e o cálculo do VPL é diferente para cada uma das situações propostas neste trabalho. Isso ocorre porque o método de se calcular as receitas e os custos anuais são distintos para cada um dos casos considerados. Porém, as etapas mencionadas acima são seguidas em todas as análises realizadas. A Figura 33 mostra o fluxo de caixa determinístico empregado para o cálculo do VPL que é analisado no período compreendido entre o ano 0 e o ano T .

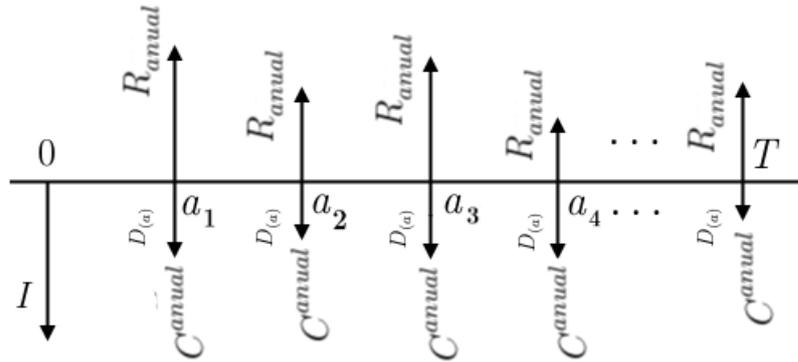


Figura 33 – Fluxo de caixa para determinação do VPL

Fonte: produção do próprio autor

Para a construção do fluxo de caixa de projetos é comum a estruturação em DRE dos influxos e saídas de caixa. A Demonstração do Resultado do Exercício – DRE – tem como objetivo principal apresentar de forma vertical resumida o resultado apurado em relação ao conjunto de operações realizadas em um determinado período, normalmente, de doze meses.

O fluxo de caixa da Figura 33 é montado a partir da DRE que considera todas as receitas e custos bem como depreciações, impostos e despesas de financiamento. As tabelas correspondentes a DRE são mostradas no Anexo III deste trabalho. Apresenta-se três tabelas: uma para o caso de obras entregues dois anos antes do prazo (N-2), uma outra para o caso de empreendimentos em andamento normal de obras (A-N) e uma última para obras atrasadas em dois anos (N+2).

5.5.1 Cálculo do VPL para casos de normalidade na entrega de obras

Para os casos em que não há atrasos ou antecipações na entrega de empreendimentos, o VPL é calculado conforme mostrado na equação 5.15.

$$VPL = -I + \sum_{a=N}^{N+9} \left[\frac{R_{(a)}^{ACR} - C_{(a)}^{total(80\%)} - D_{(a)}}{(1+i)^{a-(N-1)}} \right] + \sum_{a=N+10}^{N+T-1} \left[\frac{R_{(a)}^{ACR} - C_{(a)}^{total(50\%)} - D_{(a)}}{(1+i)^{a-(N-1)}} \right] \quad (5.15)$$

em que $R_{(a)}^{ACR}$ é a receita (R\$) no ano a calculada pela equação 5.6, $C_{(a)}^{total(80\%)}$ representa a soma entre o custo fixo calculado pela equação 5.12 e os impostos no ano a (R\$), $C_{(a)}^{total(50\%)}$ representa a soma entre o custo fixo calculado pela equação 5.13 e os impostos (R\$) no ano a , $D_{(a)}$ são as despesas anuais (R\$) com juros e amortizações devido ao financiamento.

5.5.2 Cálculo do VPL para casos em que há atraso ou antecipação na entrega de obras

Se um empreendimento tem sua finalização atrasada e, portanto, inicia sua operação após a data estipulada em contrato, o agente gerador deve honrar os contratos de venda, liquidando, no MCP, toda a energia contratada durante o tempo em que a conclusão do empreendimento estiver pendente.

Nesse caso, a receita anual obtida pelo agente gerador em um certo ano a é diferente daquela calculada nas equações 5.4 e 5.5. Para os anos de atraso, a receita anual do empreendedor é dada pelas equações 5.16 e 5.17:

$$R_{anual}^{eol,atraso} = \sum_{m=1}^{12} \left[(E_{v_{eol}(m)} \times \lambda_{atraso}^{eol}) - (E_{v_{eol}(m)} \times PLD_{(m,a)}) \right] \quad (5.16)$$

em que $R_{anual}^{eol,atraso}$ é a receita anual (R\$) oriunda do empreendimento eólico durante o período de atraso e λ_{atraso}^{eol} é o preço da energia eólica vendida (R\$/MWh) durante o período de atraso.

$$R_{anual}^{sol,atraso} = \sum_{m=1}^{12} \left[(E_{v_{sol}(m)} \times \lambda_{atraso}^{sol}) - (E_{v_{sol}(m)} \times PLD_{(m,a)}) \right] \quad (5.17)$$

em que $R_{anual}^{sol,atraso}$ é a receita anual (R\$) oriunda do empreendimento fotovoltaico durante o período de atraso e λ_{atraso}^{sol} é o preço da energia eólica vendida (R\$/MWh) durante o período de atraso.

Note que as equações 5.16 e 5.17 não dependem da energia produzida pelo empreendimento já que ele não está em operação. O agente gerador deve liquidar 100% da energia contratada (energia vendida) no mercado *Spot* ao valor do PLD.

Como forma de penalização pelo atraso, o preço de venda estabelecido em contrato entre o agente vendedor e o comprador sofre algumas modificações por regulamentação da ANEEL sendo determinado de acordo com as equações 5.18 e 5.19

$$\lambda_{atraso(m,a)}^{eol} = \min(85\% \times \lambda_{ACR}^{eol}; PLD_{(m,a)} + s_{(m,a)}) \quad (5.18)$$

em que λ_{atraso}^{eol} é o preço da energia eólica comercializada no período de atraso (R\$/MWh) no mês m e ano a , $s_{(m,a)}$ é o parâmetro calculado pela equação 3.3 dado no mês m e ano a .

Apesar do parâmetro s ter um comportamento aleatório e variar de acordo com o PLD, assume-se um valor constante e igual a R\$ 10,29.

$$\lambda_{atraso(m,a)}^{sol} = \min(85\% \times \lambda_{ACR}^{sol}; PLD_{(m,a)} + s_{(m,a)}) \quad (5.19)$$

em que λ_{atraso}^{sol} é o preço da energia fotovoltaica comercializada no período de atraso (R\$/MWh) no mês m e ano a .

O cálculo da receita total anual para o período em que houver atrasos é mostrado na equação 5.20:

$$R_{(a)}^{atraso} = R_{anual}^{eol,atraso} + R_{anual}^{sol,atraso} \quad (5.20)$$

Durante o período de atraso do empreendimento, os custos fixos não são considerados na análise de fluxo de caixa uma vez que não há equipamentos instalados ou uso do sistema de transmissão. Pela mesma razão, não se considera a depreciação de ativos. Por outro lado, juros e amortizações são tomados como fluxos de saída de caixa. Quando o aproveitamento energético entra, de fato, em operação o VPL é calculado como na equação 5.15. O Valor Presente Líquido para um empreendimento em atraso é calculado a partir do ano em que ele deveria entrar em operação e durante o período de análise.

A partir das equações mostradas, calcula-se o VPL do empreendimento integrado considerando o período de atraso. A equação 5.21 mostra esse cálculo:

$$VPL = -I + \sum_{a=N}^{N+|q|-1} \left[\frac{R_{(a)}^{atraso} - D_{(a)}}{(1+i)^{a-(N-1)}} \right] + \sum_{a=N+|q|}^{N+9} \left[\frac{R_{(a)}^{ACR} - C_{(a)}^{total(80\%)} - D_{(a)}}{(1+i)^{a-(N-1)}} \right] + \sum_{a=N+10}^{N+T-1} \left[\frac{R_{(a)}^{ACR} - C_{(a)}^{total(50\%)} - D_{(a)}}{(1+i)^{a-(N-1)}} \right] \quad (5.21)$$

Em situações em que há antecipação na entrega de obras, é permitido ao agente gerador comercializar a energia elétrica no ACL até o ano N que é a data de início de fornecimento de energia no mercado de contratação regulada. A equação 5.22 mostra o cálculo do VPL para essa situação:

$$VPL = -I + \sum_{a=N-|q|}^{N-1} \left[\frac{R_{(a)}^{ACL} - C_{(a)}^{total(80\%)} - D_{(a)}}{(1+i)^{a-(N-|q|-1)}} \right] + \sum_{a=N}^{N-|q|+9} \left[\frac{R_{(a)}^{ACR} - C_{(a)}^{total(80\%)} - D_{(a)}}{(1+i)^{a-(N-|q|-1)}} \right] + \sum_{a=N-|q|+10}^{N-|q|+T-1} \left[\frac{R_{(a)}^{ACR} - C_{(a)}^{total(50\%)} - D_{(a)}}{(1+i)^{a-(N-|q|-1)}} \right] \quad (5.22)$$

5.5.3 Aplicação da Simulação de Monte Carlo

A Simulação de Monte Carlo é uma metodologia estatística bastante utilizada na análise de risco financeiro. Essa ferramenta usa números aleatórios para selecionar

amostras randômicas dos dados de entrada x_i submetidos a uma função de distribuição de probabilidades e realiza várias simulações para gerar valores da variável de saída y_i repetidamente (ARNOLD; YILDIZ, 2015). Para a realização do método, especifica-se um experimento aleatório e um evento de interesse sendo que o experimento aleatório não apresenta um resultado exato, mas definido estatisticamente e o evento de interesse compõe um conjunto de resultados associados ao experimento (FLOURI et al., 2015).

Na simulação, é imprescindível que as variáveis de entrada sejam consideradas quantidades aleatórias independentes e não estejam correlacionadas a nenhum outro tipo de variável. Caso contrário, pode haver erros e problemas na interpretação dos resultados. Numerosas simulações são realizadas a fim de se criar coleções de amostras aleatórias para cada um dos parâmetros de saída. Em cada simulação realizada, a SMC seleciona um valor para cada uma das variáveis de entrada respeitando a função de distribuição a qual estão associadas. Como resultado, obtém-se, a cada simulação, um valor para as variáveis de saída. Quando todas as simulações são executadas, adquire-se um conjunto de valores das variáveis de saída distribuídos em uma curva de probabilidades sendo possível, portanto, determinar a probabilidade de ocorrência de certos valores. Na análise de viabilidade econômica de projetos, é interessante o conhecimento do risco financeiro associado ao VPL visto que a frequência de ocorrência de Valor Presente Líquido maior que zero é a probabilidade que o investidor tem de obter um empreendimento bem sucedido economicamente.

Para a execução da SMC os seguintes passos são realizados (URBANUCCI; TESTI, 2018):

- 1) Associar uma função de densidade de probabilidades a cada variável de entrada x_i selecionada para o modelo de análise.
- 2) Gerar vários valores possíveis para cada dado de entrada através de amostras aleatórias das funções de distribuição de probabilidades escolhidas no passo 1.
- 3) Realizar a simulação do modelo algumas vezes. A partir disso, um vetor de resultados é fornecido e um mapeamento das saídas é definido.
- 4) O número de simulações realizadas é igual ao número de dados de saída (y_1, y_2, \dots, y_k) obtidos que, por sua vez, define a função de densidade de probabilidades do resultado da simulação.

A técnica de Monte Carlo é uma metodologia que imita situações da vida real e é uma ferramenta muito empregada em áreas diversas: esporte, orçamento de capital, pesquisa de mercado, planejamento estratégico ou em qualquer área relacionada a previsões futuras. Simulações de 10.000 iterações são consideradas suficientes para se obter um resultado adequado (ROUT; SAHOO; THOMAS, 2018).

A Figura 34 apresenta o esboço da Simulação de Monte Carlo para este trabalho. Tanto as variáveis de entrada quanto as de saída são mostradas na figura. No entanto, as funções de distribuição associadas a cada variável são apresentadas no capítulo 7.

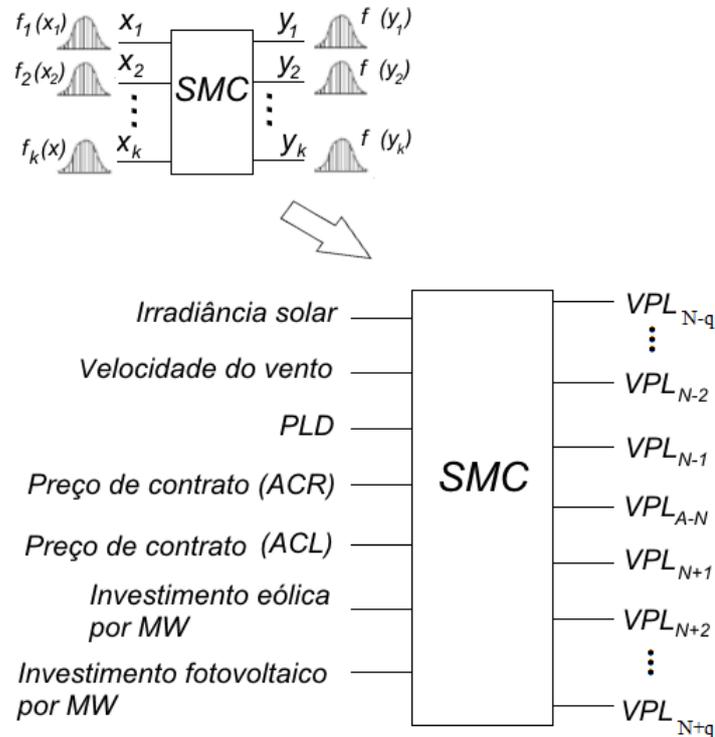


Figura 34 – Apresentação das variáveis de entrada e de saída da SMC executada neste trabalho

Fonte: produção do próprio autor

5.6 Principais considerações

Neste capítulo foi apresentada a metodologia utilizada neste trabalho para avaliação de empreendimentos combinados de fontes eólicas e solares. As variáveis a serem utilizadas e a sua representação através de funções de densidade de probabilidade foram apresentadas. Apesar das simplificações sugeridas, a combinação das aleatoriedades intrínsecas a cada variável como o PLD, preço do contrato de venda, intensidade do vento, irradiação solar, tarifa de transporte é importante para avaliar o risco do empreendimento. No próximo capítulo é apresentado um caso exemplo onde a metodologia apresentada é testada.

6 ESTUDO DE CASO

A metodologia apresentada nesse trabalho é aplicada a um projeto de geração de energia integrada da cidade de Caetité/Bahia. Tal metodologia não é exclusiva para avaliação de risco econômico de fontes eólicas ou solares e pode ser utilizada para o estudo de quaisquer outros tipos de fontes de produção de energia renovável.

6.1 A cidade de Caetité e a Renova Energia

Caetité é um município situado no centro-sul baiano distante 645 quilômetros da capital Salvador. Localizada a uma altitude de 829 metros em relação ao nível do mar, a cidade tem uma população de 47.515 habitantes de acordo com o censo 2010 do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e apresenta as seguintes coordenadas geográficas: latitude 14° 3' 17" Sul e longitude 42° 28' 28" Oeste.

O relevo é predominantemente acidentado com elevações montanhosas, próximas ao perímetro urbano, que chegam a 1100 metros de altitude em relação ao nível do mar. Com altas montanhas e posicionado a uma baixa latitude, o município mostra um grande potencial não só para a geração de energia eólica, mas, também, para a produção de energia solar visto que a velocidade do vento, essencial para geração de energia elétrica através de aerogeradores, aumenta conforme a elevação local. Já a irradiação solar, necessária à produção de energia elétrica por placas fotovoltaicas, cresce inversamente à latitude local. Evidentemente, outros fatores, tais como: a rugosidade do terreno, a presença de obstáculos, o relevo, o índice de nebulosidade, etc. influenciam a disponibilidade de vento ou de irradiação solar, porém, Caetité expõe boas características climáticas e geográficas para a geração de energia integrada eólico-solar. Os mapas apresentados na Figura 35 mostram, respectivamente, o potencial eólico anual e a irradiação solar direta normal para o estado da Bahia. Destaca-se, em ambas as imagens, a região do município de Caetité.

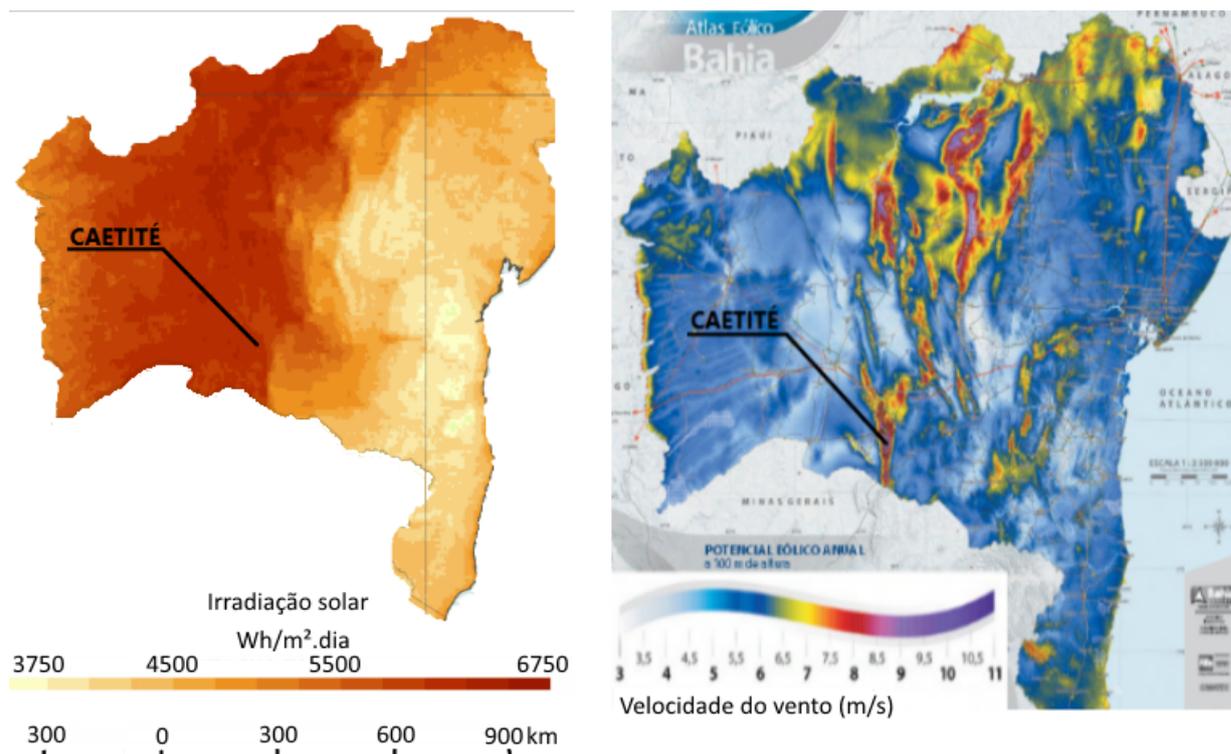


Figura 35 – Mapas de irradiação solar e velocidade de vento do estado da Bahia

Fonte: adaptado de [Pereira et al. \(2017\)](#), [Schubert et al. \(2013\)](#)

O projeto eólico-fotovoltaico de Caetité foi realizado pela Renova Energia através de financiamento junto à agência brasileira de inovação FINEP¹ - Financiadora de Estudos e Projetos. Fundada em 2001, a Renova Energia atua no estudo, desenvolvimento e implantação de projetos de geração de energia renovável com foco em parques eólicos, centrais hidrelétricas e projetos na área solar ([RENOVA, 2017b](#)). A companhia conta, principalmente, com empreendimentos inseridos no estado da Bahia e comercializa a energia produzida em ambos os ambientes de contratação, aumentando, ano após ano, sua participação no ACL. Em 2015, por exemplo, 21% da energia produzida e negociada pela empresa era destinada ao âmbito de contratação livre e, em 2017, esse número cresceu para 38%.

6.2 Os parques eólicos integrados: Saboeiro e Jurema Preta e a usina fotovoltaica Caetité V

Uma das cidades brasileiras pioneiras a obter investimentos no setor integrado de produção de energia elétrica centralizada foi Caetité no estado da Bahia. O município

¹ <http://www.finep.gov.br>

recebeu dois parques eólicos que, conjuntamente com uma usina fotovoltaica (UFV), geram energia para comercialização no ambiente de contratação livre. Juntos, os parques eólicos somam uma potência nominal de 21,6 MW, enquanto a UFV tem uma potência instalada de 4,8 MW. A soma de ambas as potências configura a potência nominal total da usina híbrida, isto é, 26,4 MW.

Os parques eólicos, denominados Jurema Preta e Saboeiro, possuem, respectivamente, uma potência instalada de 8,1 MW e 13,5 MW, enquanto Caetité V apresenta uma potência nominal de 4,8 MW. Uma informação relevante sobre empreendimentos para geração de energia renovável diz respeito à garantia física do sistema que para os parques eólicos em estudo é de 11 MW médios totais e para a UFV é de 1 MW médio (RENOVA, 2017b). Considerou-se que a energia mensal contratada e vendida no mercado corresponde à energia relativa à soma entre a energia assegurada dos parques eólicos e a da UFV. Em termos percentuais, a garantia física eólica, em relação à potência total instalada de Jurema Preta e Saboeiro, é igual a 50,9% e para Caetité V essa proporção é de 20,8%. Essas porcentagens foram mantidas para todos os cenários propostos nesse trabalho.

Os parques eólico Jurema Preta e Saboeiro possuem, respectivamente, três e cinco aerogeradores ALSTOM ECO-122 com potências nominais de 2,7 MW cada um. Como o próprio nome sugere, os aerogeradores utilizados em ambos os parques são fornecidos pelo fabricante ALSTOM, possuem rotores cujo diâmetro é de 122 metros e uma torre de 89 metros de altura, medida desde a base até o cubo da máquina. Caetité V, por sua vez, apresenta 19.200 módulos fotovoltaicos com potência nominal de 250 W cada e quatro inversores de frequência conectados ao sistema.

A Tabela 6 apresenta as características do sistema híbrido de Caetité.

Tabela 6 – Características do sistema integrado de Caetité

Características	UFV
Número de módulos	19.200
Potência nominal por módulo	250 W
Número de inversores	4
Potência nominal total	4,8 MW
Garantia Física (GF_{sol})	1 MW
Características	EOL
Número de aerogeradores (Jurema Preta)	3
Número de aerogeradores (Saboeiro)	5
Potência nominal por aerogerador	2,7 MW
Potência nominal total (ambos os parques)	21,6 MW
Aerogerador	ALSTOM ECO-122
Garantia Física (GF_{eol})	11 MW

Fonte: adaptado de [Elétrico \(2017\)](#)

A UFV está situada em uma propriedade rural distante 15 km da sede do município de Caetité, em um terreno de áreas planas e declives de até 3,8% o que favorece a montagem das estruturas do suporte dos módulos fotovoltaicos. Saboeiro e Jurema Preta estão distantes cerca de 6 km no sentido oeste em relação à usina fotovoltaica. Os parques eólicos bem como a UFV conectam-se a uma subestação coletora na qual se escoam energia de outros parques da região e, além disso, há a conexão dessa subestação a uma outra que liga a planta integrada à rede básica. Ademais, não houve a necessidade de construção de linhas de transmissão e de outras subestações e isso resultou na redução de custos do empreendimento ([ELÉTRICO, 2017](#)). A Figura 36 mostra um esboço detalhado do complexo elétrico de estudo.

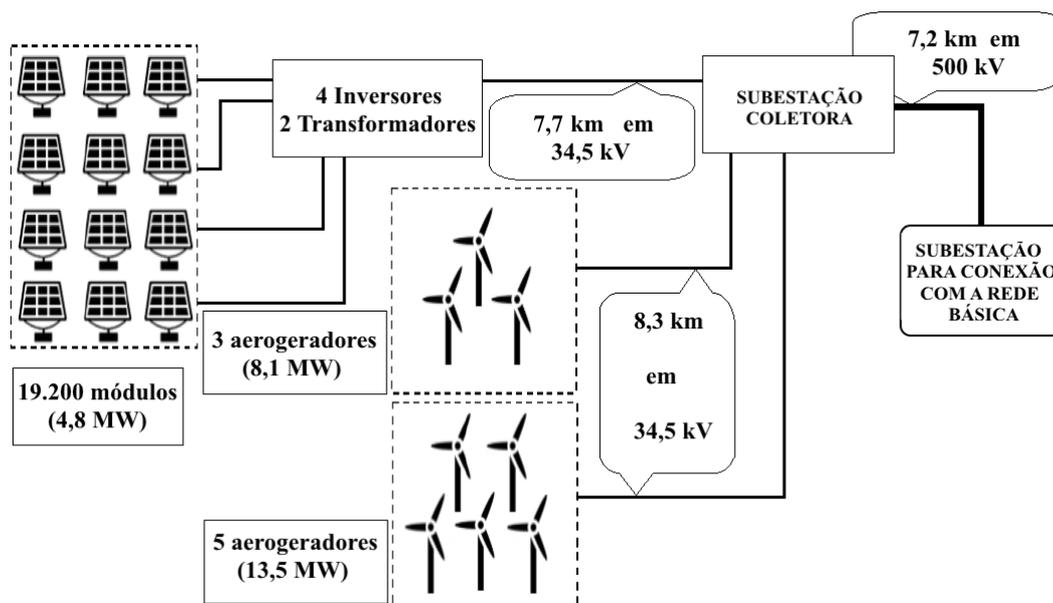


Figura 36 – Esboço do complexo integrado de estudo

Fonte: adaptado de [Elétrico \(2017\)](#)

6.3 Financiamento e obtenção dos dados de vento e de irradiância solar

O projeto da planta integrada da Renova Energia fora financiado através da FINEP em dezembro de 2013, no montante de R\$ 107.960.000,00. O financiamento tem uma carência de 36 meses (3 anos) a partir da data de assinatura do contrato e deve ser pago em 85 prestações ([RENOVA, 2017a](#)). Além disso, o montante financiado corresponde a 83% do investimento total ([RENOVA, 2014](#)). Essa proporção será mantida para os demais cenários apresentados neste trabalho a fim de fazê-los mais símeis à configuração original.

A FINEP enquadrou o empreendimento à linha de Inovação Pioneira da financiadora que apoia todo o ciclo tecnológico, desde a pesquisa básica ao desenvolvimento de mercados para produtos, processos e serviços inovadores, sendo imprescindível, pelo menos, uma inovação ao mercado nacional. Para projetos aderentes a essa linha, a parcela a ser equalizada dos encargos é igual ao valor necessário para que o custo final do projeto seja igual à TJLP-1,5% ao ano ([BRASIL, 2013](#)). A TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo – é definida como sendo o custo básico dos financiamentos concedidos pelo Banco Nacional do Desenvolvimento – BNDES – e tem período de vigência de um trimestre. A taxa de financiamento da FINEP, para esse projeto, foi de 3,5% ao ano e é utilizada em todos os cenários do trabalho.

Salienta-se que para o desenvolvimento do trabalho, considerou-se, em todos os

casos, que o início do pagamento de despesas referentes ao financiamento é datado do ano em que o empreendimento deve entrar em funcionamento, ou seja, os juros e as amortizações relacionados ao financiamento são contabilizados a partir do ano N . As tabelas apresentadas no Anexo II mostram a DRE com informações do financiamento considerado para os casos de antecipação, normalidade e atraso de conclusão de empreendimentos.

O levantamento de dados de vento e de irradiância solar é importante uma vez que a produção de energia eólica e fotovoltaica se altera consideravelmente à variação destes parâmetros, respectivamente. A geração de energia eólica ocorre segundo a equação 4.17 e é proporcional à potência elétrica fornecida pelas turbinas do aerogerador que, por sua vez, varia com o cubo da velocidade do vento. Isto quer dizer que a velocidade de circulação do ar por entre as pás do aerogerador é uma variável muito sensível à produção de energia. No caso dos módulos fotovoltaicos, a produção de energia elétrica se dá através da energia do sol conforme a equação 4.29 e varia com a temperatura dos módulos e com a irradiância solar. Dessa forma, é imprescindível um estudo do comportamento do vento e da irradiância solar na região onde se pretende instalar parques eólicos ou usinas fotovoltaicas uma vez que a produção de energia elétrica depende dessas fontes primárias.

Fez-se, então, um levantamento dos dados históricos de vento e de irradiação na região próxima a Caetité utilizando o MERRA – *Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications* – uma reanálise proposta pelo Escritório de Assimilação e Modelagem Global da NASA.

Existem várias maneiras de se ter acesso à irradiação diária de uma região como, por exemplo, utilizando dados de estações de medições e satélites de observação. Um terceiro modo é por reanálises que utilizam modelos de previsões de tempo para reproduzir o que foi efetivamente observado (BOILLEY; WALD, 2015).

Além de ser utilizado para obtenção de dados de irradiação solar, o MERRA também pode ser usado para coleta de dados meteorológicos de direção e velocidade de vento. Ressalta-se que os dados extraídos do MERRA correspondem a valores da velocidade do vento para uma altura de 10 metros acima do solo e, especificamente neste trabalho, para um sítio localizado a 738 metros de altitude em relação ao nível do mar. No entanto, os dados da velocidade de vento coletados não representam os reais valores encontrados em elevações montanhosas onde os parques eólicos da região estão instalados e devem ser corrigidos a fim de se alcançar maior acuracidade da análise econômica proposta. Para a conversão dos valores de velocidade de vento obtidos, recorreu-se à equação 4.18 considerando que os aerogeradores do sistema integrado foram postos em uma área próxima a Caetité cuja altitude seja de 1000 metros em relação ao nível do mar. Além disso, levou-se em conta, na conversão de velocidades, a altura do cubo dos aerogeradores em relação ao solo. Desse modo, para o caso de Caetité, o valor de h_1 , da equação 4.18, é igual a 341 metros; o valor de referência h_2 é de 10 metros e a altura de rugosidade z_o , adimensional,

foi considerada igual a 0,25, de acordo com a Tabela 3. A Figura 37 mostra um esboço, fora de escala, das altitudes de cada local mencionado e destaca a altura h_1 e h_2 para esse caso. Cada valor de velocidade de vento obtido do MERRA foi convertido segundo a equação e os parâmetros aqui mencionados.

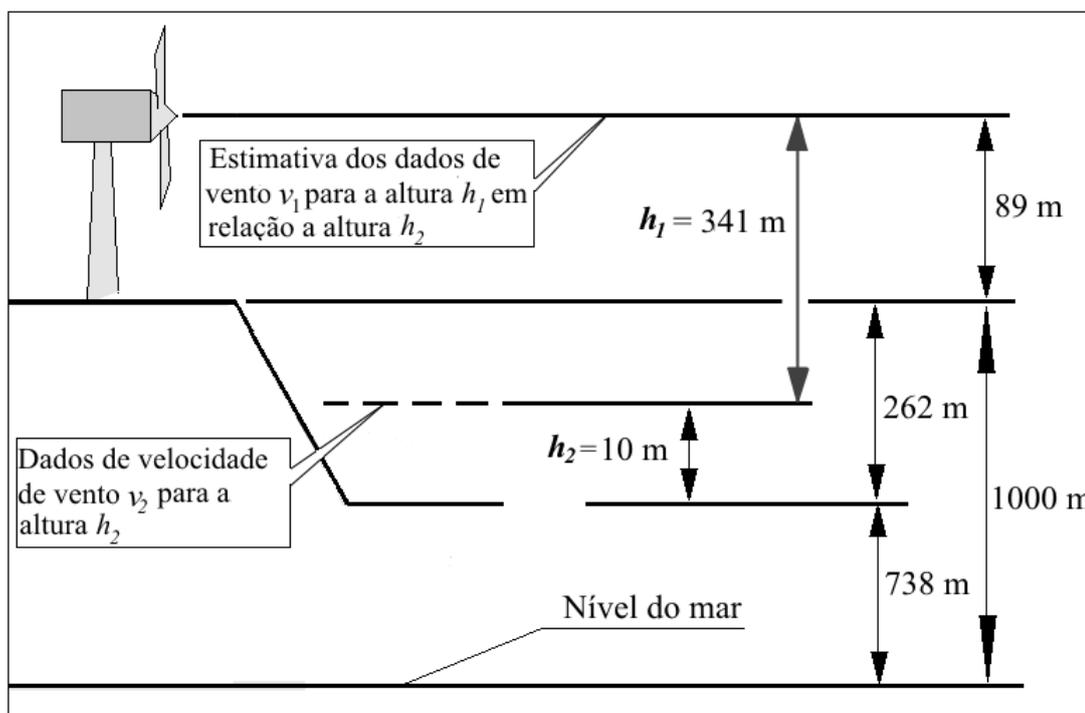


Figura 37 – Esboço, fora de escala, da altitude do parque eólico e da base de coleta de dados

Fonte: produção do próprio autor

HelioClim é um banco de dados derivado de imagens da primeira série de geração de satélites Meteosat e foi criado após trabalhos preliminares dos anos 80 (EISSA et al., 2015). Lançado em 1997, o banco de dados HelioClim-1 - primeira geração - oferece informações precisas para latitudes compreendidas entre -45° e 45° , porém, fora desses limites, a qualidade tende a cair por causa das imagens dos satélites usadas para sua construção. Esse banco de dados é mencionado em literaturas de diferentes assuntos: oceanografia, clima, produção de energia, ecologia, agricultura, etc. e, recentemente, foi aberto, gratuitamente, a pesquisadores e estudantes através do endereço eletrônico Soda² (BOILLEY; WALD, 2015).

Neste trabalho, utilizou-se o HelioClim-3 terceira geração. Esse novo banco de dados apresenta informações atualizadas em relação aos modelos mais antigos e, assim como o seu antecessor, pode ser encontrado no endereço eletrônico Soda. Uma das limitações do HelioClim-3 é que os dados estão disponíveis, gratuitamente, apenas para os anos de 2004

² www.soda-pro.com

a 2006. No site, é possível obter dados horários, diários ou mensais de qualquer local do mundo bastando, para isso, fornecer a latitude e longitude do sítio de onde se deseja obter as informações de velocidade de vento e irradiância solar.

Dessa forma, foram obtidos os dados históricos horários e diários de velocidade de vento (m/s) bem como os de irradiância solar (W/m^2) da região de Caetité no período compreendido entre janeiro de 2004 a dezembro de 2006. Os dados horários do HelioClim-3 permitiram que fossem contadas as horas mensais médias de irradiância solar na cidade baiana. Além disso, foram adquiridas, também, as temperaturas médias mensais do município, essencial para o cálculo da potência de cada módulo solar.

As horas mensais de vento foram calculadas considerando as 24 horas do dia. Para seu cálculo, multiplicam-se as 24 horas pelo número de dias do referido mês. Os meses de 30 e 31 dias apresentam um total de 720 e 744 horas, respectivamente, ao passo que o mês de Fevereiro, com 28 dias, possui um total de 672.

A Tabela 7 mostra os dados de velocidade média e de irradiância solar mensais bem como as horas de insolação de cada mês para o cálculo da energia fotovoltaica produzida e as horas mensais de produção eólica. Além disso, a tabela ainda traz a temperatura média mensal na cidade de Caetité.

Tabela 7 – Dados de velocidade do vento, irradiância solar e temperatura

Mês	Irradiância solar média ($\frac{W}{m^2}$)	Horas médias de insolação solar (t_{sol}) (horas)	Velocidade de vento média ($\frac{m}{s}$)	Horas médias de velocidade de vento (t_{eol}) (horas)	Temperatura média ($^{\circ}C$)
JAN	469,68	434	6,35	744	25,59
FEV	490,41	385	4,80	672	27,23
MAR	448,11	377	6,20	744	24,44
ABR	446,11	360	7,00	720	22,92
MAI	419,60	372	7,66	744	21,79
JUN	368,68	360	9,23	720	20,62
JUL	435,28	372	9,58	744	20,54
AGO	476,18	372	9,86	744	23,08
SET	510,82	379	10,16	720	23,06
OUT	518,46	403	9,40	744	23,76
NOV	449,78	390	6,56	720	23,24
DEZ	480,33	420	5,23	744	23,80

6.4 Fator de Capacidade das fontes integradas

O Fator de Capacidade é um bom parâmetro para se avaliar empreendimentos energéticos. Ele é o resultado da razão entre a energia produzida por uma fonte energética

e a energia que essa mesma fonte geraria se operasse constantemente em potência máxima. O FC indica, portanto, o rendimento de um empreendimento e pode ser utilizado, no estudo de caso, para comparação das fontes de energia.

O FC é dado pela equação 2.1 e pode ser calculado para o período de um ano e para cada um dos tipos de empreendimentos integrados. Utilizando a equação 4.16 e as equações 4.27 e 4.28 bem como os dados apresentados nas Tabelas 20 e 21 – no Apêndice deste documento – é possível estimar a potência total fornecida por cada uma das fontes energéticas integradas e obter a energia mensal produzida por elas. O cálculo dessa energia é realizado a partir das equações 4.17 e 4.31 em que os valores de t_{eol} e t_{sol} para cada mês bem como os valores médios de velocidade de vento e de irradiância solar mensais são obtidos da Tabela 7.

Por outro lado, calcula-se a energia máxima que pode ser produzida pelos parques eólicos e pela usina fotovoltaica utilizando as equações 6.1 e 6.2:

$$E_{N_{eol}(m)} = P_{N_{eol}} \times u_{(m)} \quad (6.1)$$

em que $E_{N_{eol}(m)}$ é a energia máxima que poderia ser produzida pelo parque eólico no mês m (MWh), $P_{N_{eol}}$ é a potência nominal do parque (MW) e $u_{(m)}$ é o tempo total, dado em horas, do mês m .

$$E_{N_{sol}(m)} = P_{N_{sol}} \times u_{(m)} \quad (6.2)$$

em que $E_{N_{sol}(m)}$ é a energia máxima que poderia ser produzida pela usina fotovoltaica no mês m (MWh) e $P_{N_{sol}}$ é a potência nominal da usina (MW).

O Fator de Capacidade para um determinado ano é, então, calculado de acordo com as equações 6.3 e 6.4 para o parque eólico e a usina fotovoltaica, respectivamente:

$$FC_{ano(eol)} = \sum_{m=1}^{12} \frac{E_{eol(m)}}{E_{N_{eol}(m)}} \quad (6.3)$$

$$FC_{ano(sol)} = \sum_{m=1}^{12} \frac{E_{sol(m)}}{E_{N_{sol}(m)}} \quad (6.4)$$

A partir dessas equações, obteve-se o FC das usinas integradas de Caetité cujos valores são: $FC_{ano(eol)} = 50,9\%$ e $FC_{ano(sol)} = 20,1\%$. Esses valores estão condizentes com aqueles mostrados por [EPE \(2016b\)](#) e [CCEE \(2014a\)](#) que apresentam uma faixa de valores de FC entre 17 e 21% para usinas fotovoltaicas no Brasil e um FC médio de 45% para parques eólicos instalados na Bahia.

Além do Fator de Capacidade, é interessante observar a produção de energia em relação à garantia física do empreendimento. Em situações em que o empreendedor não

consegue fornecer ao consumidor a energia estabelecida em contrato, ele deve recorrer ao mercado *Spot* para liquidar a diferença entre a energia contratada e a energia produzida. Essa diferença é valorada ao PLD. Se o investidor tiver que recompor lastro de energia a um preço elevado, ele se expõe a riscos de mercado relacionados à diferença entre o PLD e o preço de contrato. Em contrapartida, se o agente gerador produz energia acima da quantidade firmada, ele contribui para o remanejamento de lastro, vendendo a energia excedente ao valor do PLD. Geralmente, os agentes geradores celebram em contrato a venda de uma quantidade de energia equivalente à GF do empreendimento e por isso é importante analisar o quanto um aproveitamento consegue produzir de energia e o quanto ele deve gerar para honrar os contratos de venda.

A energia referente à garantia física do empreendimento em estudo pode ser determinada pelas equações 6.5 e 6.6:

$$GF_{eol(MWh)(m)} = GF_{eol} \times u_{(m)} \quad (6.5)$$

em que $GF_{eol(MWh)}$ é a energia relativa à garantia física dos parques eólicos (MWh) no mês m e GF_{eol} é a garantia física constante dos parques eólicos (MW) cujo valor é apresentado na Tabela 6.

$$GF_{sol(MWh)(m)} = GF_{sol} \times u_{(m)} \quad (6.6)$$

em que $GF_{sol(MWh)(m)}$ é a energia relativa à garantia física da usina solar (MWh) no mês m e GF_{sol} é a garantia física constante da usina fotovoltaica (MW) cujo valor é apresentado na Tabela 6

A Figura 38 apresenta dois gráficos que comparam a energia gerada pelos parques eólicos e a usina fotovoltaica de Caetité, respectivamente, e a energia referente à garantia física de cada empreendimento.

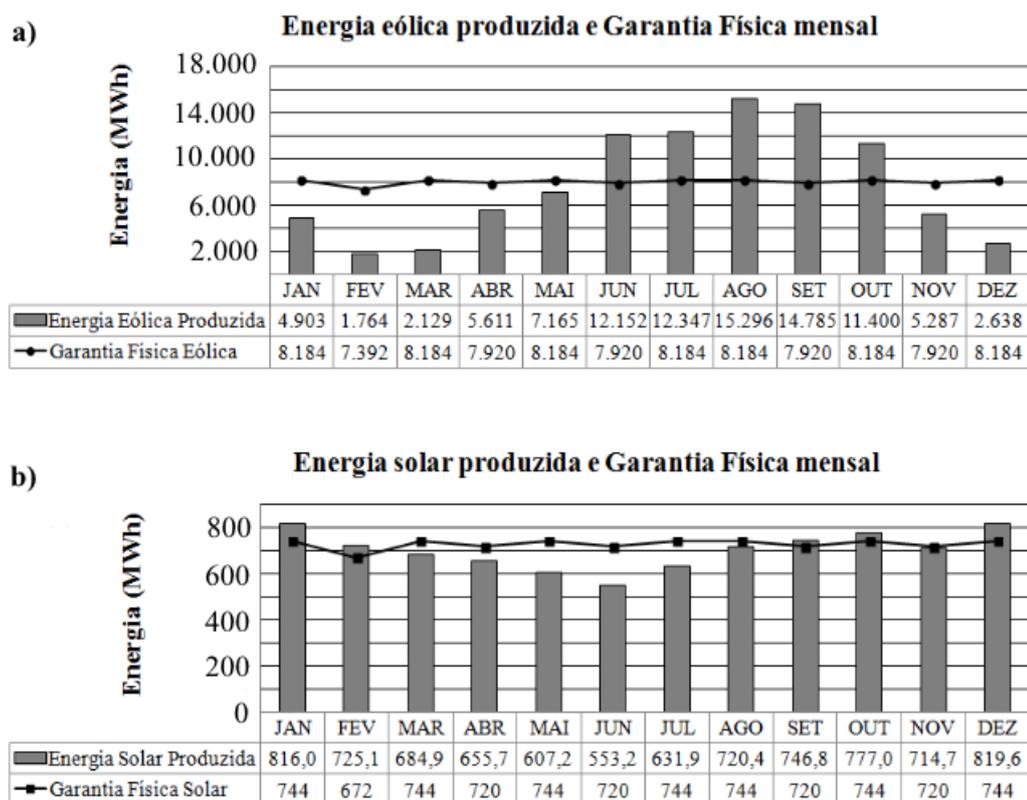


Figura 38 – a) Energia produzida VS. Garantia Física dos parques eólicos e b) Energia gerada VS. Garantia Física da UFV de Caetité

Fonte: produção do próprio autor

6.5 Principais considerações

Este capítulo apresentou informações e detalhes sobre o estudo de caso considerado neste trabalho. No próximo capítulo apresentam-se os resultados obtidos para a proposta da dissertação e algumas discussões.

7 RESULTADOS

O risco de se investir em fontes renováveis de energia no mercado energético está relacionado à intermitência da produção de energia por tais fontes, ao preço de contrato estabelecido entre as partes – gerador e consumidor –, à recomposição de lastro ou à venda de excedentes pelo empreendedor, ao preço de liquidação no Mercado a Curto Prazo e a outras variáveis que em menor ou maior grau influenciam no retorno financeiro do agente gerador. Além disso, atrasos ou antecipações na entrega de obras e, portanto, na entrada em operação de aproveitamentos também podem alterar consideravelmente o retorno econômico do investidor. Visto que esse agente está exposto a muitos fatores probabilísticos que podem influenciar seu retorno financeiro, métodos estocásticos podem ser utilizados para a análise de viabilidade de empreendimentos renováveis e para a avaliação das variáveis mais sensíveis ao retorno econômico. Nesse quesito, a Simulação de Monte Carlo é uma boa ferramenta que permite um estudo estocástico do Valor Presente Líquido como variável de saída em função dos parâmetros de entrada – como aqueles citados no início do texto. Neste trabalho, aplicou-se a SMC através do *software Oracle Crystal Ball* levando-se em conta a seleção de variáveis de entrada associadas a funções de distribuição de probabilidades e o Valor Presente Líquido obtido do fluxo de caixa.

Este capítulo apresenta os cenários propostos, as variáveis de entrada associadas às suas respectivas funções de distribuição, a comparação dos resultados obtidos para cada cenário e para as situações de atraso e antecipação de obras e a análise de sensibilidade das variáveis de entrada.

7.1 Apresentação dos cenários e associação das variáveis de entrada às funções de distribuição de probabilidades

O estudo de caso desenvolvido nessa dissertação foi realizado para um sistema de geração de energia do estado da Bahia cuja potência instalada é de 26,4 MW sendo 81,8% oriunda de fonte eólica e 18,2% de fonte solar. Essa é a configuração real do sistema integrado instalado naquela cidade, mas outros arranjos foram sugeridos a fim de se analisar o comportamento do risco econômico em relação à menor ou maior proporção de energia solar na matriz energética do sistema.

Os cenários A, C e D foram implementados com o propósito de se estudar o comportamento do risco econômico associado às diferentes configurações do projeto integrado, enquanto o cenário B representa a composição original do sistema instalado no estado da Bahia. Os cenários criados foram empregados de modo a se obter diferentes proporções

de fonte fotovoltaica em relação à fonte eólica e de forma a manter a soma das potências nominais de cada fonte primária constante e igual a 26,4 MW. Esse valor corresponde à potência total instalada do parque híbrido de Caetité – cenário B.

Tabela 8 – Cenários propostos

Cenário	A	B ¹	C	D
Potência Nominal Eólica (MW)	24,3	21,6	18,9	16,2
Número de aerogeradores	9	8	7	6
Percentual de Potência Nominal Eólica (%)	92,0%	81,8%	71,6%	61,4%
Garantia Física ² (MW)	12,38	11,00	9,63	8,25
Potência Nominal Solar (MW)	2,1	4,8	7,5	10,2
Número de placas fotovoltaicas	8.400	19.200	30.000	40.800
Percentual de Potência Nominal Solar (%)	8,0%	18,2%	28,4%	38,6%
Garantia Física ³ (MW)	0,44	1,00	1,56	2,13
Potência Nominal Total (MW)	26,4	26,4	26,4	26,4
Percentual de Potência Nominal Total (%)	100	100	100	100

As variáveis de entrada da SMC devem ser associadas a uma função de distribuição de probabilidade antes da execução do método estocástico. Algumas dessas variáveis apresentam uma distribuição típica e conhecida na literatura, como é o caso da velocidade do vento. [Amarante et al. \(2001\)](#) e [Custódio \(2013\)](#) mostram a equação clássica de dois parâmetros da função Weibull e ratificam essa função como sendo a mais correta na representação da velocidade do vento. [Wais \(2017\)](#), por sua vez, apresenta uma equação de distribuição Weibull em função de três parâmetros e afirma que tal equação também é adequada para representar a curva de distribuição das amostras de velocidade de vento.

A irradiância solar e os demais parâmetros selecionados como variáveis de entrada da Simulação de Monte Carlo foram associados a curvas de distribuição de probabilidade seguindo o critério do menor valor Qui-quadrado e maior Valor-p Qui-quadrado. Para essa associação, o *software Oracle Crystal Ball* apresenta ferramentas adequadas para escolha da melhor curva de distribuição considerando o conjunto de dados inserido. Além disso, o *software* mostra informações estatísticas da associação que auxiliam na seleção da melhor função de densidade de probabilidade.

A seguir são apresentadas as variáveis de entrada que foram consideradas como aleatórias neste trabalho e as funções de densidade de probabilidade associada a elas. Algumas informações estatísticas são mostradas a fim de se justificar a escolha da função de distribuição.

¹ Cenário com as configurações reais do sistema implantado em Caetité.

² Garantia Física eólica de cada cenário correspondente à porcentagem da Garantia Física eólica em relação à potência nominal do sistema real – cenário B.

³ Garantia Física fotovoltaica de cada cenário correspondente à porcentagem da Garantia Física fotovoltaica em relação à potência nominal do sistema real – cenário B.

Os formatos de cada uma das curvas de distribuição de probabilidades associadas a cada variável de entrada são mostrados no Anexo III desse documento.

Ressalta-se que o modelo de previsão adotado para algumas variáveis são bastante simples e não retratam a realidade, embora essa aproximação tenha sido necessária para representá-las estatisticamente. O PLD, por exemplo, é calculado através de modelos computacionais e apresenta um comportamento não Normal. Neste trabalho, porém, dados históricos dessa variável foram utilizados a fim de associá-la a uma curva de distribuição adequada e, assim, averiguar sua sensibilidade na análise. Além disso, por simplificação, não se analisou a correlação entre as variáveis aleatórias.

(a) Velocidade do vento

Os dados de velocidade de vento foram obtidos para a região de Caetité-BA para cada mês do ano. A velocidade média mensal de vento é calculada conforme a equação 7.1.

$$V = \int_{-\infty}^{\infty} v \cdot f(v)dv \quad (7.1)$$

em que V é a velocidade média de vento (m/s) e $f(v)$ é a função Weibull de três parâmetros – Anexo I.

A Tabela 9 mostra a função distribuição associada aos dados mensais de velocidade de vento obtidos e algumas informações estatísticas sobre cada função distribuição.

Tabela 9 – Dados e informações da velocidade de vento

VELOCIDADE DO VENTO								
Mês	Função	σ	η	L	χ^2	Valor-p	Média	Nº de dados
JAN	Weibull	8,23	3,204	-1,02	5,763	0,568	6,35	93
FEV	Weibull	10,07	4,18	-4,35	7,271	0,401	4,80	85
MAR	Weibull	6,13	3,48	0,68	3,262	0,660	6,20	65
ABR	Weibull	7,95	4,292	-0,24	8,191	0,316	7,00	84
MAI	Weibull	7,72	3,519	0,71	7,116	0,417	7,66	86
JUN	Weibull	57,37	41,062	-47,36	7,448	0,384	9,23	87
JUL	Weibull	7,10	4,58	3,09	6,75	0,345	9,58	80
AGO	Weibull	181,39	107,72	-170,57	9,785	0,201	9,86	93
SET	Weibull	14,64	7,033	-3,53	5,07	0,651	10,16	86
OUT	Weibull	14,88	6,895	-4,51	6,25	0,396	9,40	80
NOV	Weibull	12,09	3,749	-4,36	7,044	0,424	6,56	90
DEZ	Weibull	10,57	5,417	-4,51	4,581	0,711	5,23	93

(b) Irradiância solar

A irradiância solar mensal obtida para a região de Caetité-BA é mostrada na Tabela 10. A Tabela 12 exhibe informações estatísticas da curva de distribuição para cada mês do ano.

Para cada mês do ano é selecionado uma função de densidade de probabilidade diferente conforme os valores do χ^2 e do Valor-p Qui-quadrado. As funções mais adequadas para os dados mensais obtidos foram a função de distribuição do Valor Extremo Mínimo, a função Weibull, a Logística e a função Beta. Todas mostradas no Anexo I.

A irradiância média mensal é obtida da equação 7.2

$$G_{med} = \int_{-\infty}^{\infty} G \cdot f_{(mês)}(G)d(G) \quad (7.2)$$

em que G_{med} é a irradiância solar média (W/m^2) e $f(G)$ é a função de distribuição associada à irradiação solar de um determinado mês.

As formas de cada mês da função de distribuição de probabilidades para os dados de irradiância solar são mostrados no Anexo III desse documento.

Tabela 10 – Função de distribuição e parâmetros dos dados de irradiância solar

IRRADIÂNCIA SOLAR					
Mês	Função	Parâm.1	Parâm.2	Parâm.3	Parâm.4
JAN	Extremo mínimo	$m = 511,43$	$s = 71,8$		
FEV	Extremo mínimo	$m = 523,38$	$s = 57,1$		
MAR	Extremo mínimo	$m = 503,5$	$s = 95,96$		
ABR	Extremo mínimo	$m = 480,35$	$s = 59,32$		
MAI	Weibull	$\sigma = 328,09$	$\eta = 5,75$	$L = 115,95$	
JUN	Beta	$a = 157,66$	$b = 449,05$	$\alpha = 1,830$	$\beta = 0,670$
JUL	Logística	$a = 437,77$	$k = 20,53$		
AGO	Extremo mínimo	$m = 499,86$	$s = 41,01$		
SET	Beta	$a = 393,84$	$b = 559,32$	$\alpha = 1,563$	$\beta = 0,648$
OUT	Beta	$a = 367,28$	$b = 586,18$	$\alpha = 0,670$	$\beta = 0,300$
NOV	Beta	$a = 139,58$	$b = 628,77$	$\alpha = 0,789$	$\beta = 0,455$
DEZ	Beta	$a = 109,21$	$b = 622,17$	$\alpha = 2,232$	$\beta = 0,853$

Tabela 11 – Informações estatísticas dos dados de irradiância solar

IRRADIÂNCIA SOLAR					
Mês	Função	χ^2	Valor-p	Média	Nº de dados
JAN	Extremo mínimo	2,742	0,840	469,68	93
FEV	Extremo mínimo	6,190	0,518	490,41	79
MAR	Extremo mínimo	6,000	0,647	448,11	93
ABR	Extremo mínimo	9,489	0,303	446,11	90
MAI	Weibull	4,342	0,633	419,60	82
JUN	Beta	3,867	0,695	368,68	90
JUL	Logística	9,263	0,234	435,28	76
AGO	Extremo mínimo	5,290	0,726	476,18	93
SET	Beta	10,164	0,071	510,82	67
OUT	Beta	7,643	0,106	518,46	56
NOV	Beta	3,867	0,695	449,78	90
DEZ	Beta	6,473	0,372	480,33	93

(c) Preço de Liquidação das Diferenças – PLD

Essa variável corresponde ao preço em que o agente gerador liquida o lastro de energia no MCP. Modelos matemáticos são utilizados para o cálculo semanal do PLD por patamar de carga e por submercado com base no Custo Marginal de Operação. Apesar disso, essa variável fora associada a uma curva de distribuição utilizando valores históricos.

Os dados do Preço de Liquidação das Diferenças foram obtidos de [CCEE \(2018a\)](#) que disponibiliza um histórico de valores médios mensais de PLD desde o ano de 2003 até os anos mais recentes. Para a associação dessa variável a uma função de distribuição, utilizou-se os dados mais atuais dos valores de PLD para o submercado do Nordeste selecionando o valor médio mensal de Janeiro de 2016 a Junho de 2018.

O valor médio do PLD associado a uma curva de distribuição é dado segundo a equação 7.3:

$$PLD_{med} = \int_{-\infty}^{\infty} PLD_{mês} \cdot f(PLD)d(PLD) \quad (7.3)$$

em que PLD_{med} é o valor médio associado (R\$) e $f(PLD)$ é a função de densidade de probabilidades associada a essa variável.

A Tabela 12 mostra a função distribuição associada aos dados PLD obtidos bem como algumas informações estatísticas relacionadas a esta associação.

Tabela 12 – Função de distribuição e informações estatísticas dos dados do PLD

PLD						
Função	k	p	χ^2	Valor-p	Média	Nº de dados
Pareto	103,47	1,3443	1,600	0,659	248,12	30

(d) Preço de venda da energia eólica

Para a associação da curva de distribuição à variável do preço de venda de energia eólica, obtém-se dados dos lotes de leilões de parques eólicos realizados nos últimos anos e que estão disponíveis em [ANEEL \(2018b\)](#). O preço de venda da energia varia muito de leilão para leilão e tende a diminuir ao longo dos anos. Por essa razão, prefere-se dados mais recentes em detrimento dos mais antigos.

Apesar dessa prioridade, a carência de informações ou a falta de adequação de uma curva de distribuição que apresente um baixo valor χ^2 e que, portanto, seja satisfatória em representar os dados da amostra, leva-nos ao recorrimento de dados mais antigos datados de 2013 e 2014.

Tanto o preço de venda no ambiente de contratação livre quanto no ambiente de contratação regulada é associado a funções de distribuição de mesmas características, isto é, a curva de distribuição associada ao preço de venda da energia eólica é a mesma tanto no ACL quanto no ACR. A diferença é que no ambiente regulado o preço de venda da energia é considerado o mesmo durante todo o período de análise ao passo que no mercado livre o preço varia anualmente conforme a curva de distribuição associada. As equações 7.4 e 7.5 apresentam o valor médio dessa variável no ACR e no ACL, respectivamente:

$$\lambda_{ACR_{med}}^{eol} = \int_{-\infty}^{\infty} \lambda_{ACR}^{eol} \cdot f(\lambda_{ACR}^{eol}) d(\lambda_{ACR}^{eol}) \quad (7.4)$$

$$\lambda_{ACL(a)_{med}}^{eol} = \int_{-\infty}^{\infty} \lambda_{ACR}^{eol} \cdot f(\lambda_{ACR}^{eol}) d(\lambda_{ACR}^{eol}) \quad (7.5)$$

em que $\lambda_{ACR_{med}}^{eol}$ e $\lambda_{ACL(a)_{med}}^{eol}$ são, respectivamente, os valores médios dos preços de venda da energia eólica no mercado de contratação regulada e livre.

A Tabela 13 apresenta a função de distribuição a qual a variável em questão está relacionada e mostra algumas informações estatísticas dessa associação.

Tabela 13 – Função de distribuição e informações estatísticas dos dados do preço de venda da energia eólica

Preço de venda da energia eólica						
Função	m	s	χ^2	Valor-p	Média	Nº de dados
Extremo Mínimo	120,24	1,23	18,064	0,021	119,52	93

(e) Preço de venda da energia fotovoltaica

Assim como fora feito para o preço de venda da energia eólica, a seleção da melhor curva de distribuição para o preço de venda da energia fotovoltaica é realizada pelas informações de lotes do leilão de UFVs ocorrido em Janeiro de 2018. Os dados apresentados por esse leilão são suficientes para a escolha de uma curva de distribuição com um baixo valor χ^2 e um elevado Valor-p Qui-quadrado.

As equações 7.6 e 7.7 apresentam o valor médio dessa variável no ACR e no ACL, respectivamente:

$$\lambda_{ACR_{med}}^{sol} = \int_{-\infty}^{\infty} \lambda_{ACR}^{sol} \cdot f(\lambda_{ACR}^{sol}) d(\lambda_{ACR}^{sol}) \quad (7.6)$$

$$\lambda_{ACL(a)_{med}}^{sol} = \int_{-\infty}^{\infty} \lambda_{ACR}^{sol} \cdot f(\lambda_{ACR}^{sol}) d(\lambda_{ACR}^{sol}) \quad (7.7)$$

em que $\lambda_{ACR_{med}}^{sol}$ e $\lambda_{ACL(a)_{med}}^{sol}$ são, respectivamente, os valores médios dos preços de venda da energia fotovoltaica no mercado de contratação regulada e livre.

A função de densidade de probabilidades mais adequada para os dados de preço de venda da energia fotovoltaica é a função Uniforme mostrada no Anexo I deste trabalho. A Tabela 14 apresenta os parâmetros dessa função e algumas informações sobre a associação à distribuição uniforme.

Tabela 14 – Função de distribuição e informações estatísticas dos dados do preço de venda da energia fotovoltaica

Preço de venda da energia fotovoltaica						
Função	a	b	χ^2	Valor-p	Média	Nº de dados
Uniforme	117,60	118,43	6,379	0,095	118,04	29

(f) Investimento por MW de potência eólica instalada

Os dados para encontrar a curva de distribuição que melhor representa os valores do investimento por MW de potência eólica instalada também foram obtidos dos leilões de 2014 a 2018 cujas informações são mostradas no endereço eletrônico [ANEEL \(2018b\)](#).

O valor médio dessa variável é obtida da equação 7.8.

$$\kappa_{med}^{eol} = \int_{-\infty}^{\infty} \kappa^{eol} \cdot f(\kappa^{eol}) d(\kappa^{eol}) \quad (7.8)$$

em que κ_{med}^{eol} é o investimento médio por MW de potência eólica instalada e $f(\kappa^{eol})$ é a função densidade associada a ela.

As Tabelas 15 e 16 mostram a função Logística, os valores de cada um de seus parâmetro e as informações sobre a associação dessa função à variável em questão.

Tabela 15 – Função de distribuição e seus parâmetros para a variável investimento por MW de potência eólica instalada

Investimento/MW (eólica)		
Função	<i>a</i>	<i>k</i>
Logística	3.780.701,07	218.568,99

Tabela 16 – Informações estatísticas da associação da função de distribuição à variável investimento por MW de potência eólica instalada

Investimento/MW (eólica)				
Função	χ^2	Valor-p	Média	Nº de dados
Logística	4,066	0,668	3.828.228,94	61

(g) Investimento por MW de potência instalada (fotovoltaica)

Os leilões de empreendimentos fotovoltaicos são recentes e a maioria deles foram realizados para a modalidade de energia de reserva. No ano de 2018, entretanto, os primeiros lotes de sistemas fotovoltaicos foram leiloados em modalidade A-4. A partir das informações desse leilão, um conjunto de valores do investimento por MW de potência fotovoltaica instalada é obtido.

O valor médio dessa variável é determinada pela equação 7.9:

$$\kappa_{med}^{sol} = \int_{-\infty}^{\infty} \kappa^{sol} \cdot f(\kappa^{sol}) d(\kappa^{sol}) \quad (7.9)$$

em que κ_{med}^{sol} é o investimento médio por MW de potência fotovoltaica instalada e $f(\kappa^{sol})$ é a função densidade associada a ela.

As Tabelas 17 e 18 mostram a função Extremo Máximo, os valores de cada um de seus parâmetro e as informações sobre a associação da variável em questão a essa função.

Tabela 17 – Função de distribuição e seus parâmetros para a variável investimento por MW de potência fotovoltaica instalada

Investimento/MW (fotovoltaica)		
Função	<i>m</i>	<i>s</i>
Extremo Máximo	4.953.964,98	650,60

Tabela 18 – Informações estatísticas da associação da função de distribuição à variável investimento por MW de potência eólica instalada

Investimento/MW (fotovoltaica)				
Função	χ^2	Valor-p	Média	Nº de dados
Extremo Máximo	5,970	0,113	5.367.767,97	29

7.2 Probabilidade de VPL positivo

Todos os parâmetros discutidos até aqui, inclusive aqueles que não são variáveis de entrada da Simulação de Monte Carlo, são utilizados para estimar receitas e custos e, conseqüentemente, influenciam na saída *VPL*. A Tabela 19 mostra alguns desses parâmetros e apresenta os valores que são considerados a cada um.

Tabela 19 – Resumo dos dados financeiros

Dados financeiro				
Parâmetro	Notação	Unidade	Valor	Fonte
Investimento				
Invest. médio por MW (eólica)	κ_{med}^{eol}	R\$/MW	3.828.228,94	
Invest. médio por MW (fotov.)	κ_{med}^{sol}	R\$/MW	5.367.767,97	
Custo fixo				
Custo (O&M) anual por MW (eólica)	$c_{O\&M}^{eol}$	R\$/MW/ano	85.000,00	(EPE, 2016a)
Custo (O&M) anual por MW (fotov.)	$c_{O\&M}^{sol}$	R\$/MW/ano	61.500,00	(EPE, 2016a)
TUST (eólica)	t_{TUST}^{eol}	R\$/MW/ano	53.928,00	(ANEEL, 2015)
TUST (fotov.)	t_{TUST}^{sol}	R\$/MW/ano	62.588,00	(ANEEL, 2015)
Impostos				
PIS/PASESP		% rec. bruta	1,65	
COFINS		% rec. bruta	7,6	
CSLL		% lucro pres.	9	
IRPJ		% lucro pres.	25	
Financiamento				
Taxa		% a.a.	3,5	(ELÉTRICO, 2017)
Capital finan.		% invest.	83	(RENOVA, 2014)
Carência		anos	3	(RENOVA, 2017a)
Amortização		anos	10	(RENOVA, 2017a)
Tempo de análise	T	anos	20	
Depreciação		anos	20	
Taxa de desconto	i	%	6,99	(AQUILA et al., 2016)

Para este estudo, 10.000 iterações foram realizadas pela Simulação de Monte Carlo e os resultados são apresentados em termos da probabilidade de ocorrência de VPL positivo. A confecção do gráfico exibido na Figura 39 é proveniente de informações obtidas da saída da SMC que são apresentadas no Anexo IV.1 dessa dissertação.

O risco econômico associado à probabilidade de VPL positivo é analisado levando-se em conta os cenários propostos e a situação – antecipação, normalidade e atraso – de conclusão de obras no mercado de contratação regulada. Além disso, é apresentada a análise de sensibilidade das variáveis de entrada da técnica de Monte Carlo que permite verificar o quão cada variável selecionada influencia a saída em estudo – *VPL*.

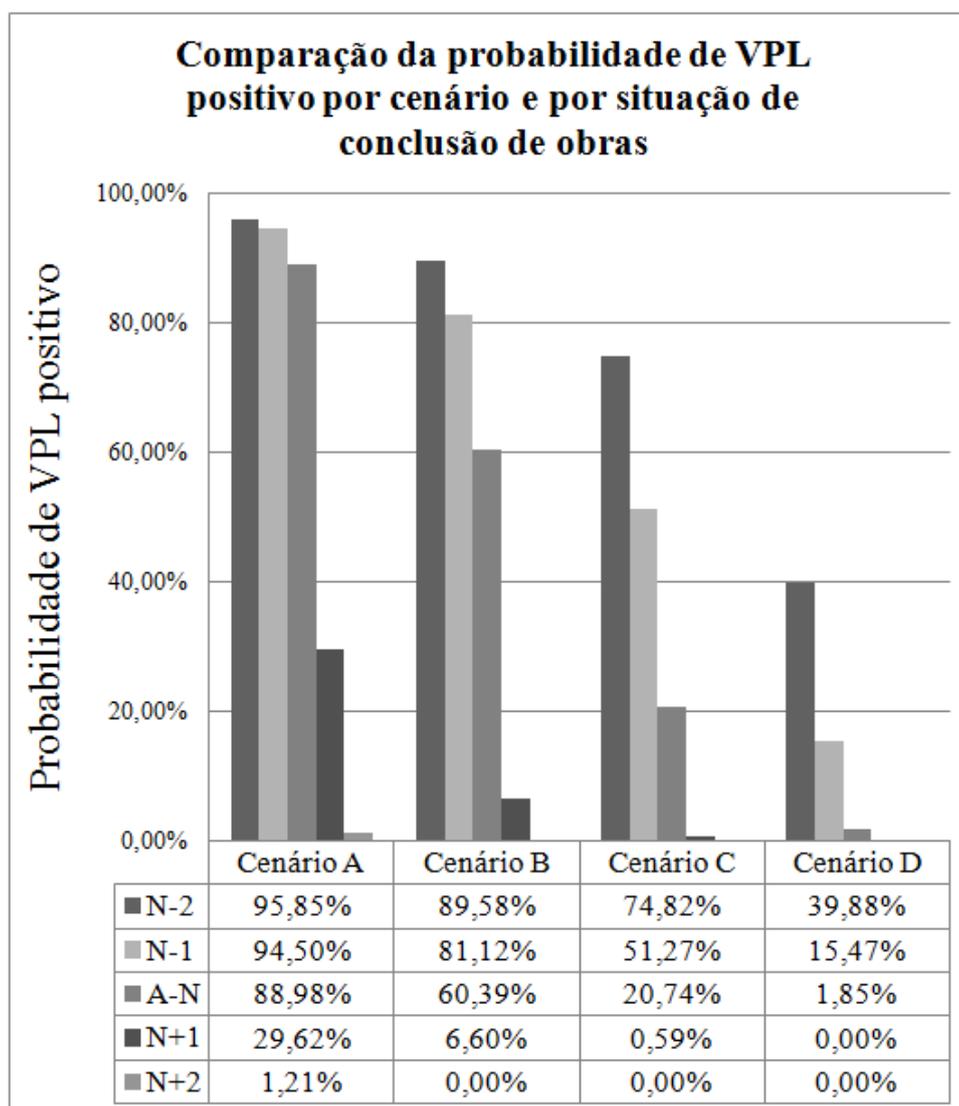


Figura 39 – Resultados de probabilidade de VPL positivo por situação de conclusão de obras e cenários propostos

Fonte: produção do próprio autor

Observando o gráfico, é possível fazer algumas afirmações sobre as chances de se ter um empreendimento bem-sucedido. Em outras palavras, refere-se à probabilidade de se obter VPL maior que zero, visto que valores positivos desse parâmetro denotam valor agregado ao empreendedor.

A comparação é realizada levando-se em conta os cenários e as situações propostas.

Quanto aos cenários, nota-se maior probabilidade de VPL positivo no cenário A que possui a maior proporção de fonte eólica instalada. Essa probabilidade diminui a medida que se avança pelos cenários, isto é, a inserção de fonte fotovoltaica na proporção eólica/solar do complexo integrado diminui as chances do investidor de obter um negócio lucrativo.

No contexto de conclusão de obras, as situações de antecipação de empreendimentos sempre aumentam a probabilidade de VPL positivo independentemente do cenário observado. Isso nos permite dizer que adiantar a conclusão de empreendimentos e vender a energia no mercado livre antecipadamente sempre representa uma alternativa ao investidor para aumentar as chances de ter um negócio rentável. Por outro lado, atrasos de obras levam o VPL a valores muito baixos elevando consideravelmente o risco de se ter um empreendimento não lucrativo. Os cenários A e B nos permitem verificar quão sensível é o Valor Presente Líquido aos atrasos de obras. Nesse primeiro cenário, a probabilidade de VPL positivo, em caso de obra em normalidade, é de 88,98% e no primeiro ano de atraso essa probabilidade cai consideravelmente e atinge o valor de 29,62% chegando quase a 0% no segundo ano. No cenário B também é possível ver esse fato: no primeiro ano de atraso, a probabilidade de VPL positivo decai mais de 50% em relação à da obra que entra em operação no tempo estipulado. Dessa forma, atrasos em obras de geração ou em qualquer outro setor que inviabilize o despacho da central geradora devem ser evitados.

Apesar do aumento de ocorrência de VPL positivo nos casos de antecipação em relação aos casos de normalidade, percebe-se que no cenário A ocorre uma variação tímida na probabilidade de VPL maior que zero ao passo que no cenário C o Valor Presente Líquido varia significativamente.

De fato, no cenário C, o aumento de ocorrência de VPL maior que zero é de, aproximadamente, 54% em relação à situação de obras em progresso normal de construção. No cenário A, entretanto, dois anos de obras antecipadas correspondem a um aumento de apenas 7% na probabilidade de VPL positivo.

Visto isso, é interessante analisar a diferença entre os valores de probabilidade de VPL positivo em caso de antecipação ou atraso na conclusão de obras e os valores dessa mesma probabilidade em circunstâncias de normalidade. A Figura 40 mostra essa diferença para cada situação de conclusão de obras e para cada cenário.

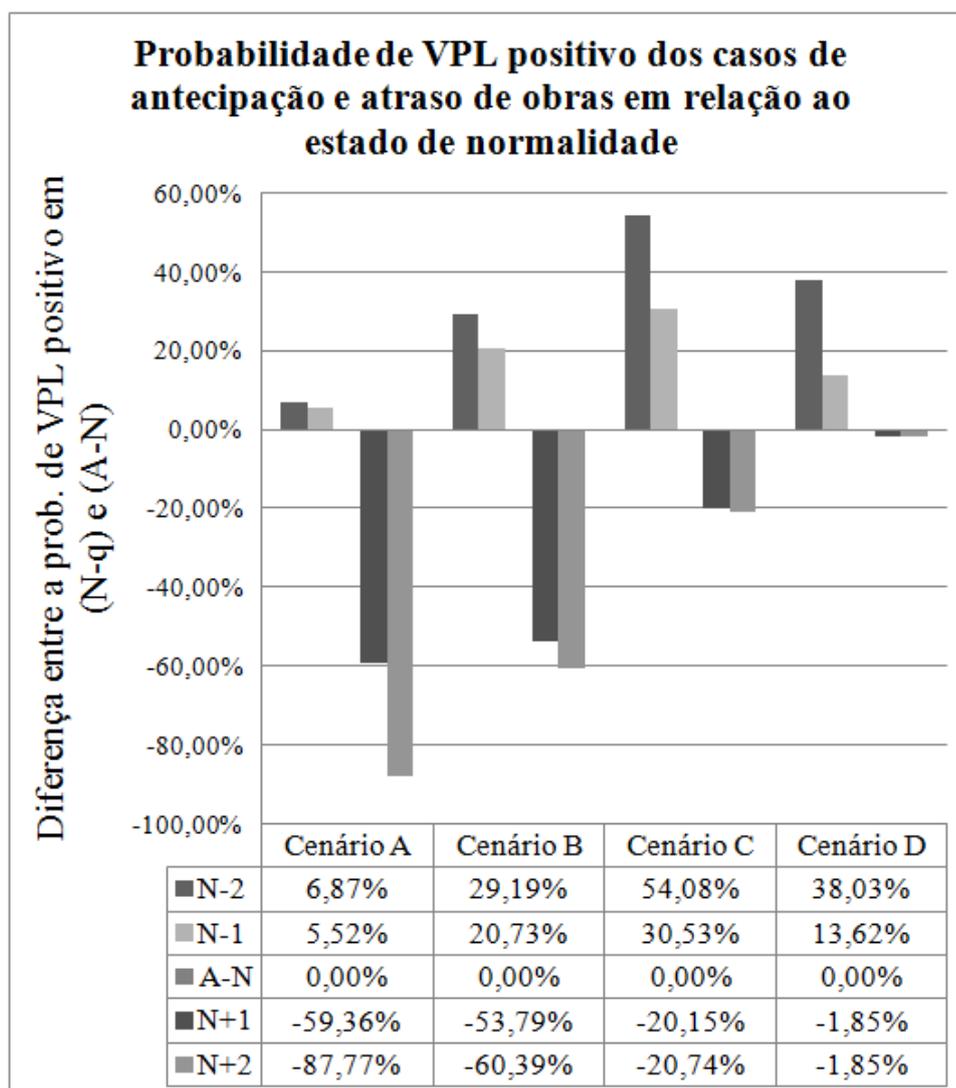


Figura 40 – Diferença entre a ocorrência de VPL positivo para os casos de antecipação e atraso e a probabilidade de VPL positivo para os casos de normalidade.

Fonte: produção do próprio autor

O gráfico expõe cinco barras verticais para cada cenário proposto: as duas primeiras estão acima do eixo horizontal e representam a diferença entre a probabilidade de VPL positivo de um empreendimento adiantado em 2 anos e 1 ano, respectivamente e a probabilidade de VPL positivo de um empreendimento em estado normal de entrega de obras (A-N). A barra central é nula em todos os cenários analisados resultado da subtração dos valores de probabilidade de VPL positivo para o caso A-N por eles próprios. As duas últimas barras de cada cenário são negativas e correspondem à diferença entre a probabilidade de VPL positivo em situações de atraso e essa mesma probabilidade no A-N.

A comparação entre as Figuras 39 e 40 nos permite observar que apesar do cenário A apresentar o melhor arranjo, em termos de retorno financeiro, de um sistema de geração de energia integrada, o cenário C é o tipo de configuração mais influenciada pelo adiantamento

de entrega de empreendimentos no mercado regulado. Esse cenário é o mais beneficiado pela antecipação de empreendimentos e apresenta a maior diferença de probabilidade de ocorrência de VPL positivo entre as situações de adiantamento e normalidade. Em contrapartida, o arranjo A demonstra ser a configuração que menos se altera em situações de antecipação de obras em comparação com as situações de normalidade. Em outras palavras, a antecipação de obras é menos vantajosa a configurações que apresentam menor risco de retorno financeiro, como o cenário A, por exemplo, e torna-se mais favorável à viabilidade econômica de projetos cuja probabilidade de ocorrência de VPL positivo é baixa.

Já em relação aos atrasos de obras, todos os cenários mostram-se bastantes sensíveis apresentando quedas significativas do valor associado à probabilidade de ocorrência de VPL positivo. O baixo valor da diferença de probabilidade do VPL positivo nos cenários C e D é devido à proximidade dessa probabilidade na situação A-N ao valor nulo.

7.3 Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade nos permite conhecer as variáveis que mais influenciam a saída, VPL, em cada cenário e situação proposta. Ela nos auxilia a entender, por exemplo, a razão pela qual os cenários de maior risco de retorno financeiro são os mais sensíveis às antecipações de obras ou o motivo pelo qual os atrasos são tão prejudiciais ao agente gerador.

O Anexo IV.2 apresenta a análise de sensibilidade realizada para os parâmetros de entrada comparando os cenários propostos e as situações de maior e menor probabilidade de VPL positivo, isto é, as situações de 2 anos de antecipação e de 2 anos de atraso. Já o Anexo IV.3 mostra essa mesma análise comparando as variáveis que mais influenciam a saída VPL.

A comparação entre a análise de sensibilidade realizada para os cenários e as situações de conclusão de obras mostra que as variáveis que mais impactam o VPL são o investimento por potência eólica e por potência fotovoltaica instalada, a velocidade do vento e o PLD. É interessante observar que a variável referente ao investimento realizado em fonte fotovoltaica torna-se consideravelmente mais sensível à análise à medida que se percorre os cenários em sentido A para D. Obviamente, a inserção de fonte fotovoltaica no sistema integrado faz com que essa variável impacte de modo mais significativo à saída VPL. Apesar da sensibilidade do investimento por MW de potência eólica instalada diminuir à medida que se percorre os cenários, essa variável causa grande impacto negativo à saída levando-a a baixos valores. A velocidade do vento, por sua vez, é uma variável positiva e sempre atua em favor do VPL, isto é, tende a aumentar o valor da saída. A variável PLD atua positivamente ao VPL nos casos de normalidade e antecipação e negativamente nos

casos de atraso de obras. Quando se desloca pelas situações de antecipação, partindo de um caso normal em direção a uma situação de 2 anos de adiantamento de obras, a influência do PLD tende a aumentar positivamente na análise de sensibilidade. Em contrapartida, nos anos em que há atrasos, para qualquer um dos cenários, nota-se que o PLD colabora com as variáveis de investimento agindo negativamente à saída VPL.

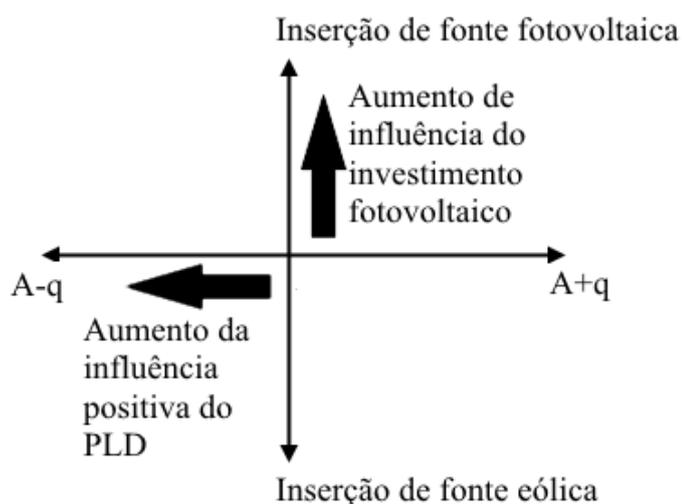


Figura 41 – Comportamento da sensibilidade do investimento fotovoltaico e do PLD no modelo

Fonte: produção do próprio autor

7.4 Principais considerações

Este capítulo apresentou os cenários criados e os resultados obtidos para avaliação da proposta deste trabalho.

CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

O Brasil vem incentivando a exploração da energia eólica, principalmente, na região Nordeste onde 40% da carga já é suprida por complexos eólicos. A energia solar, por sua vez, tem tido crescimento recente com a diminuição no preço das placas fotovoltaicas. A combinação destas duas fontes tem promovido a inserção de sistemas híbridos na rede elétrica como uma opção de complementaridade das duas fontes.

Devido à característica intermitente das renováveis, a geração de energia apresenta um componente de risco tanto ao agente gerador quanto ao sistema elétrico de potência. Somam-se a esse risco alguns fatores extrínsecos relacionados à antecipação ou ao atraso de conclusão de empreendimentos do setor energético. Em relação ao empreendedor, o risco é estritamente financeiro: uma baixa produção de energia significa recomposição de lastro que deve ser liquidado à CCEE pelo agente gerador.

O VPL combinado com a SMC permitiu representar a aleatoriedade de variáveis cujo comportamento probabilístico é difícil de se modelar. A associação dessas duas abordagens garantiram a avaliação do risco do empreendimento estudado pela probabilidade de VPL positivo em cada cenário e situação analisada. A metodologia, portanto, forneceu informações qualitativas importantes para realização da proposta deste trabalho.

Com relação aos objetivos gerais, o trabalho apresentou um quadro das incertezas e das principais variáveis que impactam a viabilidade de empreendimentos híbridos, identificando os montantes de capacidade de geração de cada fonte. A incerteza das fontes primárias mostrou ser a grande fonte de risco, visto que ela não é controlável. No que se refere à gestão da obra, apesar de representar uma grande perda, dependendo do nível de contrato estabelecido, é possível fazer alguns ajustes como a contratação de seguros específicos para atrasos de obras que já existem disponíveis no mercado. Isto não ocorre para as variáveis climáticas visto que o mercado de seguros ainda não consegue estabelecer o prêmio deste seguro.

De qualquer forma, este trabalho coloca uma luz no problema e aponta para uma série de aprimoramentos na metodologia apresentada e sugere como futuros desenvolvimentos:

- Melhorar a representação estocástica das fontes primárias buscando as relações de complementaridade, principalmente para a implantação de sistemas híbridos;
- Buscar, através de algoritmo de otimização, as quantidades ótimas de capacidade da usina eólica e da usina solar no sistema híbrido, visto que nesta dissertação foram

utilizados cenários pré-definidos para identificar sensibilidades relacionadas a estas capacidades;

- Melhorar a representação do VPL, visto que a simplificação através de uma curva normal foi apenas um primeiro passo.
- Avaliar questões de estabilidade do sistema em função da penetração de fontes de energias renováveis precificando o custo para melhorar o desempenho do SIN.
- Considerar o cenário de inclusão de sistemas de armazenamento de energia
- Avaliar discrepâncias entre Garantias Físicas (95% - Hidrelétricas, 90% Eólicas, 50% Fotovoltaicas) como Energias Asseguradas, transferência de riscos ou ônus de armazenamento para os reservatórios, sem remuneração.
- Avaliar soluções de provimento conjunto financeiro pelos agentes geradores de soluções de armazenamento múltiplo e híbrido (reservatórios, baterias, ar comprimido, energia química, etc.)
- Avaliar cenários climáticos na análise de riscos do empreendimento.

REFERÊNCIAS

- ABEGÁS. *Atraso afeta as obras de geração e distribuição no País*. Brasil: Jornal do Comércio - RS, 2014. 5 p. Citado 2 vezes nas páginas 44 e 45.
- AGENCY, I. E. Technology Roadmap. *Springer Reference*, 2013. Disponível em: <http://www.springerreference.com/index/doi/10.1007/SpringerReference_7300>. Citado na página 85.
- AMARANTE, O. A. C. do et al. Atlas do potencial eólico brasileiro. 2001. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/AtlasdoPotencialEolicoBrasileiro.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 49 e 105.
- ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 481*. ANEEL, 2012. 1 p. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012481.pdf>>. Citado na página 85.
- ANEEL. *Resolução Normativa 595/2013*. Brasil: ANEEL, 2013. Citado na página 46.
- ANEEL. *Estabelecimento das tarifas de uso do sistema de transmissão - TUST para o ciclo 2015-2016*. Brasília: [s.n.], 2015. 102 p. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/023/resultado/ntecnica_162_sic_11652015_-2015-sgt_tust-_2015-2016-denis-andre-rky.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 86 e 113.
- ANEEL. *Acompanhamento diferenciado da expansão da transmissão*. Brasil: ANEEL, 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656808/0/Relat%73rio+Trimestral+de+Acompanhamento+Diferenciado+dos+Empreendimentos+de+Transmiss%73o/46a5edc5-c67c-48fe-b7dc->>>. Citado 2 vezes nas páginas 45 e 46.
- ANEEL. *Leilões*. 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>>. Citado 3 vezes nas páginas 85, 109 e 110.
- AQUILA, G. et al. Wind power generation: An impact analysis of incentive strategies for cleaner energy provision in Brazil. *Journal of Cleaner Production*, v. 137, p. 1100–1108, 2016. ISSN 09596526. Citado 5 vezes nas páginas 14, 52, 53, 79 e 113.
- ARNOLD, U.; YILDIZ, O. Economic risk analysis of decentralized renewable energy infrastructures - A Monte Carlo Simulation approach. *Renewable Energy*, v. 77, n. 1, p. 227–239, 2015. ISSN 18790682. Citado na página 91.
- AUSSEL, D. et al. On the equivalence and comparison of economic criteria for energy projects: Application on PV/diesel hybrid system optimal design. *Energy Conversion and Management*, v. 163, n. December 2017, p. 493–506, 2018. ISSN 01968904. Citado na página 87.
- BARBIERI, F.; RAJAKARUNA, S.; GHOSH, A. Very short-term photovoltaic power forecasting with cloud modeling: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier Ltd, v. 75, n. November 2016, p. 242–263, 2017. ISSN 18790690. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.068>>. Citado 3 vezes nas páginas 65, 66 e 67.

BOILLEY, A.; WALD, L. Comparison between meteorological re-analyses from ERA-Interim and MERRA and measurements of daily solar irradiation at surface. *Renewable Energy*, Elsevier Ltd, v. 75, p. 135–143, 2015. ISSN 18790682. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.09.042>>. Citado 2 vezes nas páginas 98 e 99.

BRASIL, R. F. do. *RESOLUÇÃO Nº 3, de 4 de OUTUBRO de 2013*. Brasília: [s.n.], 2013. 2 p. Disponível em: <ftp://ftp.saude.sp.gov.br/ftpssesp/bibliote/informe_eletronico/2013/iels.out.13/Iels192/U_RS-MCTI-SDTI-3_041013.pdf>. Citado na página 97.

CASTRO, N.; BRANDÃO, R. *Causas , consequências e busca de soluções para os atrasos em projetos de novos empreendimentos de geração*. Rio de Janeiro: GESEL (UFRJ), 2011. 1–11 p. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/15_TDSE33.pdf>. Citado na página 45.

CCEE. *Visão geral das operações na CCEE*. Brasil: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2011. 94 p. Disponível em: <http://www.ufjf.br/andre_marcato/files/2010/06/Visao_Geral_das_Operacoes_CCEE_2010.pdf>. Citado 9 vezes nas páginas 17, 18, 19, 29, 32, 33, 37, 43 e 44.

CCEE. *Boletim das Usinas Eólicas Boletim das Usinas Eólicas*. Brasil: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2014. 1–5 p. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_204801>. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 101.

CCEE. *Regras de Comercialização Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD / TUST*. Brasil: CCEE, 2014. 36 p. Citado na página 85.

CCEE. *Histórico do PLD*. 2018. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_afLoop=392953809263068&_adf.ctrl-state=votq0kjgk_1#!%40%40%3F_afLoop%3D392953809263068%26_adf.ctrl-state%3Dvotq0kjgk_5>. Citado na página 108.

CCEE. *Leilões*. 2018. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/tipos_leiloes_n_logado?_afLoop=4000621474449&_adf.ctrl-state=1dlzffh2q7_56#!%40%40%3F_afLoop%3D4000621474449%26_adf.ctrl-state%3D1dlzffh2q7_60>. Citado na página 31.

CUSTÓDIO, R. d. S. *Energia eólica para produção de energia elétrica*. 2ª. ed. [S.l.]: Synergia, 2013. 319 p. ISBN 9788561325886. Citado 9 vezes nas páginas 49, 50, 51, 53, 54, 55, 56, 105 e 127.

EISSA, Y. et al. Validation of the surface downwelling solar irradiance estimates of the HelioClim-3 database in Egypt. *Remote Sensing*, v. 7, n. 7, p. 9269–9291, 2015. ISSN 20724292. Citado na página 99.

ELÉTRICO, O. S. *Projeto híbrido eólico-solar*. Revista: O Setor Elétrico, 2017. 1–13 p. Disponível em: <<https://www.osetoreletrico.com.br/projeto-hibrido-eolico-solar/>>. Citado 5 vezes nas páginas 75, 96, 97, 113 e 127.

ELIANE, P.; FARIA, A.; FADIGAS, A. *PRODUÇÃO DE ENERGIA Energia Solar Fotovoltaica : Fundamentos, Conversão e Viabilidade técnico-econômica*. Brasil: USP,

2004. 22–92 p. Disponível em: <http://disciplinas.stoa.usp.br/pluginfile.php/56337/mod_resource/content/2/Apostila_solar.pdf>. Citado na página 61.

ELIBOL, E. et al. Outdoor performance analysis of different PV panel types. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, p. 651–661, 2016. Disponível em: <www.elsevier.com/locate/rser>. Citado na página 127.

ENERCON. *Linha de produtos ENERCON*. ENERCON, 2015. 1–19 p. Disponível em: <http://www.wobben.com.br/fileadmin/user_upload/ec_product_br.pdf>. Citado na página 79.

EPE. *Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira*. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2012. 64 p. Disponível em: <<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras/estudos/epe27.pdf>>. Citado 3 vezes nas páginas 27, 58 e 65.

EPE. *Energia Renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica*. Rio de Janeiro: EPE, 2016. 452 p. ISBN 9788560025060. Citado 2 vezes nas páginas 86 e 113.

EPE. *RETRATO DOS NOVOS PROJETOS*. Brasil: Empresa de Pesquisa Energética, 2016. 42 p. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-78/NT_EPE-DEE-NT-030_2017-r0.pdf>. Citado 3 vezes nas páginas 25, 27 e 101.

EPE. *ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO: USINAS HÍBRIDAS*. Brasil: Empresa de Pesquisa Energética, 2018. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-232/topico-393/NTEPE-DEE-NT-011-2018-r0%28Usinash%7B%7Dbridash%7B%7D%28%29.pdf>>. Citado 4 vezes nas páginas 69, 70, 71 e 73.

FLOURI, M. et al. How does a natural gas supply interruption affect the EU gas security? A Monte Carlo simulation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 44, p. 785–796, 2015. ISSN 13640321. Citado na página 91.

FUENTES, M. et al. Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon PV modules in Mediterranean climates. *Solar Energy*, v. 81, n. 11, p. 1396–1408, 2007. ISSN 0038092X. Citado na página 67.

HAWAWINI, G.; VIALLET, C. *Finanças para executivos: Gestão para a criação de valor*. [S.l.]: CENGAGE Learning, 2009. ISBN 8522107327. Citado na página 76.

HSIAO, Y.; BLEVINS, B. A. Direct coupling of photovoltaic power source to water pumping system. *Solar Energy*, v. 32, n. 4, p. 489–498, 1984. ISSN 0038092X. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038092X84902639>>. Citado na página 66.

JONG, P. D. et al. 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*, Elsevier, v. 23, p. 526–535, 2013. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.01.050>>. Citado na página 55.

- KROPOSKI, B. et al. Comparison of module performance characterization methods. In: *Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 2000 (Cat. No.00CH37036)*. IEEE, 2014. p. 1407–1411. ISBN 0-7803-5772-8. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/916156/>>. Citado na página 66.
- LAMAS, W. d. Q. Exergo-economic analysis of a typical wind power system. *Energy*, v. 140, p. 1173–1181, 2017. ISSN 03605442. Citado na página 52.
- LIMA, J. W. M. *Economia do setor eletro-energético*. [S.l.]: José W. M. Lima, 2011. Citado na página 17.
- Lo Basso, G. et al. Hybrid systems adoption for lowering historic buildings PFEC (primary fossil energy consumption) - A comparative energy analysis. *Renewable Energy*, Elsevier Ltd, v. 117, p. 414–433, 2018. ISSN 18790682. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.10.099>>. Citado na página 69.
- LUQUE, A.; HEGEDUS, S. (Ed.). *Photovoltaic Science Handbook of Photovoltaic Science*. [S.l.]: WILEY, 2003. 1179 p. ISBN 0-471-49196-9. Citado na página 63.
- LYSEN, B. E. H. *Introduction to Wind Energy*. [S.l.: s.n.], 1983. 309 p. Citado 2 vezes nas páginas 54 e 56.
- MAE. *O Mercado Atacadista de Energia Elétrica*. São Paulo: [s.n.], 2003. 80 p. Disponível em: <www.mae.org.br>. Citado 5 vezes nas páginas 33, 34, 35, 36 e 39.
- MARION, B. A method for modeling the current-voltage curve of a PV module for outdoor conditions. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 10, n. 3, p. 205–214, 2002. ISSN 10627995. Citado 2 vezes nas páginas 66 e 67.
- MAYO, R. *Derivativos de Eletricidade e Gerenciamento de Risco*. Rio de Janeiro: Synergia, 2009. 121 p. ISBN 978-85-61325-13-8. Citado 4 vezes nas páginas 30, 32, 39 e 42.
- MME. *Energia Eólica no Brasil e Mundo*. Brasil: Ministério de Minas e Energia, 2016. 8–11 p. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/15+-+Energia+E{ó}lica+-+Brasil+e+Mundo+-+ano+ref.+2016+%28PDF%29+-+NOVO/f63a15ea-9d2c-4d27-9400-5d7c3fd97b22?versi>>. Citado 3 vezes nas páginas 27, 37 e 38.
- MONTEZANO, B. As energias solar e eólica no Brasil. p. 69, 2013. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/download/casasolar/casasolar2013.pdf>>. Citado na página 27.
- ONUDI. *Energia Solar Fotovoltaica*. [S.l.]: ONUDI. 91 p. Citado 3 vezes nas páginas 61, 63 e 64.
- PEREIRA, E. B. et al. *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. 2ª. ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80 p. Disponível em: <http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao.pdf>. Citado 5 vezes nas páginas 57, 58, 59, 60 e 94.
- PORTO, N. A. *Precificação probabilística de ativos de geração de energia elétrica: foco em fontes renováveis no contexto de leilões e mecanismos*. 171 p. Tese (Tese) — UNICAMP, 2016. Disponível em: <http://taurus.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/305472/1/Porto_NataliaAddas_D.pdf>. Citado na página 15.

RENOVA, E. *Projeto eólico e solar da Renova*. 2014. Disponível em: <<http://www.renovaenergia.com.br/pt-br/imprensa/noticias/paginas/noticia.aspx?idn=128>>. Citado 2 vezes nas páginas 97 e 113.

RENOVA, E. *Índice Dados da Empresa / Composição do Capital*. 2017. 129 p. Disponível em: <renovaenergia.riweb.com.br/Download.aspx?Arquivo=qiWqlEIFdukE9ckAs5GcEA==>. Citado 2 vezes nas páginas 97 e 113.

RENOVA, E. *Release de Resultados*. São Paulo: Renova Energia, 2017. 1–25 p. Disponível em: <<http://renovaenergia.riweb.com.br/listresultados.aspx?idCanal=mTI45Afdlnx8JP30Yg9VWg==>>. Citado 2 vezes nas páginas 94 e 95.

RIFFONNEAU, Y. et al. Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems With Batteries. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 2, n. 3, p. 309–320, 2011. ISSN 1949-3029. Citado na página 67.

ROCHA, L. C. S. et al. 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. ISSN 09596526. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0959652617320061>>. Citado na página 68.

ROUT, A.; SAHOO, S.; THOMAS, S. Risk modeling of domestic solar water heater using Monte Carlo simulation for east-coastal region of India. *Energy*, v. 145, p. 548–556, 2018. ISSN 03605442. Citado na página 91.

SAFARI, B.; GASORE, J. A statistical investigation of wind characteristics and wind energy potential based on the Weibull and Rayleigh models in Rwanda. *Renewable Energy*, v. 35, n. 12, p. 2874–2880, 2010. ISSN 09601481. Citado na página 55.

SCHUBERT, C. E.-A. et al. *Atlas Eólico Bahia*. Bahia: Camargo Shubert Engenheiros Associados, 2013. 104 p. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/atlaseolicobahia2013.pdf>. Citado na página 94.

SILVA, C. V. da. *Contratação de Energia Elétrica: Aspectos Regulatórios e Econômicos*. 2010. Citado 3 vezes nas páginas 31, 32 e 40.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. *Solar Energy*, Elsevier Ltd, v. 83, n. 5, p. 614–624, 2009. ISSN 0038092X. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2008.10.008>>. Citado na página 67.

SOLAR, C. *CS6K-275*. Canadian Solar, 2001. Disponível em: <https://www.canadiansolar.com/downloads/datasheets/v5.5/Canadian_Solar-Datasheets-CS6K-M-v5.52en.pdf>. Citado na página 127.

TSAI, H.-l.; TU, C.-s.; SU, Y.-j. Development of Generalized Photovoltaic Model Using MATLAB / SIMULINK. *Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science 2008 WCECS 2008, October 22 - 24, 2008, San Francisco, USA*, p. 6, 2008. ISSN 9789889867102. Citado na página 67.

URBANUCCI, L.; TESTI, D. Optimal integrated sizing and operation of a CHP system with Monte Carlo risk analysis for long-term uncertainty in energy demands. *Energy*

Conversion and Management, v. 157, n. December 2017, p. 307–316, 2018. ISSN 01968904. Citado na página 91.

VENKATARAMAN, S. et al. Integrated Wind, Solar, and Energy Storage: Designing Plants with a Better Generation Profile and Lower Overall Cost. *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 16, n. 3, p. 74–83, may 2018. ISSN 1540-7977. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8340940/>>. Citado 2 vezes nas páginas 54 e 72.

VILLALVA, M.; GAZOLI, J.; FILHO, E. Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 24, n. 5, p. 1198–1208, 2009. ISSN 08858993. Citado 4 vezes nas páginas 58, 61, 62 e 65.

WAIS, P. Two and three-parameter Weibull distribution in available wind power analysis. *Renewable Energy*, Elsevier Ltd, v. 103, p. 15–29, 2017. ISSN 18790682. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.10.041>>. Citado 3 vezes nas páginas 49, 52 e 105.

APÊNDICE – PARÂMETROS DAS EQUAÇÕES DESCRITAS

Tabela 20 – Parâmetros para cálculo da potência de aerogeradores

Variável	Descrição	Valor	Unidade de medida
D	Diâmetro do rotor	122	m
A	Área varrida pelas pás	11.690	m ²
ρ	Massa específica do ar	1,225	kg/m ³
η	Rendimento da máquina	98	%

Fonte: (CUSTÓDIO, 2013; ELÉTRICO, 2017)

Tabela 21 – Parâmetros para cálculo da potência de módulos fotovoltaicos

Variável	Descrição	Valor	Unidade de medida
T_{amb}	Temperatura ambiente	25	°C
T_{ref}	Temperatura de referência em testes padrões	25	°C
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>	43	°C
$P_{max(stc)}$	Potência máxima em testes padrões	275	W
γ	Coefficiente de potência	0,0041	1/°C
r	taxa de degradação mensal	0,06691	%
μ	coeficiente de desempenho	81	%

Fonte: (SOLAR, 2001; ELIBOL et al., 2016)

ANEXO I – FUNÇÕES DE DENSIDADE DE PROBABILIDADE

(a) Distribuição Uniforme

$$f(x; a, b) = \frac{1}{b - a} \quad \text{para } a \leq x \leq b$$

(b) Distribuição Normal

$$f(x; \mu, \sigma^2) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2}$$

(c) Distribuição Weibull

$$f(x) = \begin{cases} \frac{\eta}{\sigma} \left(\frac{x-L}{\sigma}\right)^{\eta-1} e^{-\left(\frac{x-L}{\sigma}\right)^\eta}, & \text{para } x \geq L, \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

(d) Distribuição Logística

$$f(x; a, k) = \frac{e^z}{k(1 + e^z)^2}, \quad \text{em que } z = \frac{x - a}{k}$$

(e) Distribuição do Valor Extremo

$$f(x; m, s) = \frac{1}{s} e^{(z-e^{\pm z})} \quad \text{em que } z = \frac{x - m}{s}$$

A distribuição é dita **Distribuição do Valor Extremo Mínimo** se a equação acima é dada conforme a seguinte equação

$$f(x; m, s) = \frac{1}{s} e^{(z-e^{\pm z})} \quad \text{em que } z = \frac{x - m}{s}$$

e denominada **Distribuição do Valor Extremo Máximo** se é como a equação abaixo:

$$f(x; m, s) = \frac{1}{s} e^{(z-e^{-z})} \quad \text{em que } z = \frac{x - m}{s}$$

(f) Distribuição Beta

$$f(x) = \begin{cases} \frac{z^{\alpha-1}(1-z)^{\beta-1}}{B(\alpha, \beta)} & \text{se } 0 < x - a < b - a, \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

com

$$B(\alpha, \beta) = \int_0^1 t^{\alpha-1}(1-t)^{\beta-1}$$

(g) Distribuição Qui-quadrada

$$f(x; n) = \frac{\left(\frac{x}{2}\right)^{\frac{n}{2}-1} e^{-\frac{x}{2}}}{2\Gamma\left(\frac{n}{2}\right)}$$

(h) Distribuição de Pareto

$$f(x; p, k) = \frac{pk^p}{x^{p+1}}$$

ANEXO II – DRE DE EMPREENDIMENTOS

ANEXO II.1 – Tabela para empreendimento (A-N)

Tabela 22 – Fluxo de caixa para o cenário B e situação A-N

Ano	0	1	2	3
Receita Bruta de Vendas		R\$ 14.783.538,13	R\$ 7.880.625,13	R\$ 7.244.979,34
- Impostos Proporcionais		R\$ 1.367.477,28	R\$ 728.957,82	R\$ 670.160,59
Receita Líquida de Vendas		R\$ 13.416.060,86	R\$ 7.151.667,31	R\$ 6.574.818,75
- Custos Fixos (O&M)		R\$ 2.131.200,00	R\$ 2.131.200,00	R\$ 2.131.200,00
- TUST		R\$ 642.487,68	R\$ 642.487,68	R\$ 642.487,68
Lucro Bruto		R\$ 10.642.373,18	R\$ 4.377.979,63	R\$ 3.801.131,07
- Depreciação		R\$ 5.444.831,26	R\$ 5.444.831,26	R\$ 5.444.831,26
Lucro Antes Juros e Imp. (EBIT)		R\$ 5.197.541,91	-R\$ 1.066.851,64	-R\$ 1.643.700,19
- Despesas Financeiras (Juros)		R\$ 3.166.378,80	R\$ 3.277.202,05	R\$ 3.391.904,13
Lucro Antes Tributos		R\$ 2.031.163,12	-R\$ 4.344.053,69	-R\$ 5.035.604,31
- IRPJ / CSLL		R\$ 690.595,46	-R\$ 1.476.978,25	-R\$ 1.712.105,47
Lucro Líquido		R\$ 1.340.567,66	-R\$ 2.867.075,44	-R\$ 3.323.498,85
+ Depreciação		R\$ 5.444.831,26	R\$ 5.444.831,26	R\$ 5.444.831,26
- Amortização dívidas		R\$ -	R\$ -	R\$ -
- Investimentos (CAPEX)	108.896.625,25			
- Capital de Giro Adicional				
+ Liberação Financiamento	90.467.965,59			
+ Valor Residual depois de tributos				
Fluxo de Caixa	-R\$ 18.428.659,66	R\$ 6.785.398,92	R\$ 2.577.755,83	R\$ 2.121.332,41

4	5	6	7	8	9
R\$ 1.481.647,10	R\$ 9.272.025,90	-R\$ 703.931,38	R\$ 11.278.967,44	R\$ 9.233.325,65	R\$ 833.760,65
R\$ 137.052,36	R\$ 857.662,40	R\$ -	R\$ 1.043.304,49	R\$ 854.082,62	R\$ 77.122,86
R\$ 1.344.594,74	R\$ 8.414.363,50	-R\$ 703.931,38	R\$ 10.235.662,95	R\$ 8.379.243,03	R\$ 756.637,79
R\$ 2.131.200,00	R\$ 2.131.200,00	R\$ 2.131.200,00	R\$ 2.131.200,00	R\$ 2.131.200,00	R\$ 2.131.200,00
R\$ 642.487,68	R\$ 642.487,68	R\$ 642.487,68	R\$ 642.487,68	R\$ 642.487,68	R\$ 642.487,68
-R\$ 1.429.092,94	R\$ 5.640.675,82	-R\$ 3.477.619,06	R\$ 7.461.975,27	R\$ 5.605.555,35	-R\$ 2.017.049,89
R\$ 5.444.831,26	R\$ 5.444.831,26	R\$ 5.444.831,26	R\$ 5.444.831,26	R\$ 5.444.831,26	R\$ 5.444.831,26
-R\$ 6.873.924,20	R\$ 195.844,56	-R\$ 8.922.450,32	R\$ 2.017.144,01	R\$ 160.724,09	-R\$ 7.461.881,16
R\$ 3.510.620,77	R\$ 3.009.103,52	R\$ 2.507.586,26	R\$ 2.006.069,01	R\$ 1.504.551,76	R\$ 1.003.034,51
-R\$ 10.384.544,97	-R\$ 2.813.258,96	-R\$ 11.430.036,59	R\$ 11.075,00	-R\$ 1.343.827,67	-R\$ 8.464.915,66
-R\$ 3.530.745,29	-R\$ 956.508,05	-R\$ 3.864.073,80	R\$ 3.765,50	-R\$ 456.901,41	-R\$ 2.878.071,33
-R\$ 6.853.799,68	-R\$ 1.856.750,91	-R\$ 7.565.962,79	R\$ 7.309,50	-R\$ 886.926,26	-R\$ 5.586.844,34
R\$ 5.444.831,26	R\$ 5.444.831,26	R\$ 5.444.831,26	R\$ 5.444.831,26	R\$ 5.444.831,26	R\$ 5.444.831,26
R\$ 14.329.064,37	R\$ 14.329.064,37	R\$ 14.329.064,37	R\$ 14.329.064,37	R\$ 14.329.064,37	R\$ 14.329.064,37
-R\$ 15.738.032,79	-R\$ 10.740.984,02	-R\$ 16.450.195,89	-R\$ 8.876.923,60	-R\$ 9.771.159,37	-R\$ 14.471.077,44

10	11	12	13	14	15
-R\$ 3.972.915,70	R\$ 13.738.376,96	-R\$ 2.696.604,76	R\$ 14.306.556,59	R\$ 3.822.882,73	R\$ 14.700.183,79
R\$ -	R\$ 1.270.799,87	R\$ -	R\$ 1.323.356,48	R\$ 353.616,65	R\$ 1.359.767,00
-R\$ 3.972.915,70	R\$ 12.467.577,09	-R\$ 2.696.604,76	R\$ 12.983.200,11	R\$ 3.469.266,07	R\$ 13.340.416,79
R\$ 2.131.200,00	R\$ 2.131.200,00	R\$ 2.131.200,00	R\$ 2.131.200,00	R\$ 2.131.200,00	R\$ 2.131.200,00
R\$ 642.487,68	R\$ 732.585,60	R\$ 732.585,60	R\$ 732.585,60	R\$ 732.585,60	R\$ 732.585,60
-R\$ 6.746.603,38	R\$ 9.603.791,49	-R\$ 5.560.390,36	R\$ 10.119.414,51	R\$ 605.480,47	R\$ 10.476.631,19
R\$ 5.444.831,26	R\$ 5.444.831,26	R\$ 5.444.831,26	R\$ 5.444.831,26	R\$ 5.444.831,26	R\$ 5.444.831,26
-R\$ 12.191.434,65	R\$ 4.158.960,23	-R\$ 11.005.221,63	R\$ 4.674.583,25	-R\$ 4.839.350,79	R\$ 5.031.799,92
R\$ 501.517,25	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
-R\$ 12.692.951,90	R\$ 4.158.960,23	-R\$ 11.005.221,63	R\$ 4.674.583,25	-R\$ 4.839.350,79	R\$ 5.031.799,92
-R\$ 4.190.655,45	R\$ 1.414.046,48	-R\$ 3.656.967,13	R\$ 1.589.358,30	-R\$ 1.645.379,27	R\$ 1.710.811,97
-R\$ 8.502.296,45	R\$ 2.744.913,75	-R\$ 7.348.254,49	R\$ 3.085.224,94	-R\$ 3.193.971,52	R\$ 3.320.987,95
R\$ 5.444.831,26	R\$ 5.444.831,26	R\$ 5.444.831,26	R\$ 5.444.831,26	R\$ 5.444.831,26	R\$ 5.444.831,26
R\$ 14.329.064,37	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
-R\$ 17.386.529,56	R\$ 8.189.745,01	-R\$ 1.903.423,23	R\$ 8.530.056,20	R\$ 2.250.859,74	R\$ 8.765.819,21

16	17	18	19	20
R\$ 2.957.149,60	R\$ 14.120.557,63	-R\$ 1.089.204,29	-R\$ 267.623,01	R\$ 10.410.226,41
R\$ 273.536,34	R\$ 1.306.151,58	-R\$ 100.751,40	-R\$ 24.755,13	R\$ 962.945,94
R\$ 2.683.613,27	R\$ 12.814.406,05	-R\$ 988.452,89	-R\$ 242.867,88	R\$ 9.447.280,46
R\$ 2.131.200,00				
R\$ 732.585,60				
-R\$ 180.172,33	R\$ 9.950.620,45	-R\$ 3.852.238,49	-R\$ 3.106.653,48	R\$ 6.583.494,86
R\$ 5.444.831,26				
-R\$ 5.625.003,60	R\$ 4.505.789,19	-R\$ 9.297.069,75	-R\$ 8.551.484,75	R\$ 1.138.663,60
R\$ -				
-R\$ 5.625.003,60	R\$ 4.505.789,19	-R\$ 9.297.069,75	-R\$ 8.551.484,75	R\$ 1.138.663,60
-R\$ 1.912.501,22	R\$ 1.531.968,32	-R\$ 3.161.003,72	-R\$ 2.907.504,81	R\$ 387.145,62
-R\$ 3.712.502,37	R\$ 2.973.820,86	-R\$ 6.136.066,04	-R\$ 5.643.979,93	R\$ 751.517,98
R\$ 5.444.831,26				
R\$ -				
R\$ 1.732.328,89	R\$ 8.418.652,13	-R\$ 691.234,77	-R\$ 199.148,67	R\$ 6.196.349,24

ANEXO III – CURVAS DE DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE

ANEXO III.1 – Curvas de distribuição da velocidade do vento

FORMAS DA DISTRIBUIÇÃO DE VELOCIDADE DE VENTO PARA CADA MÊS

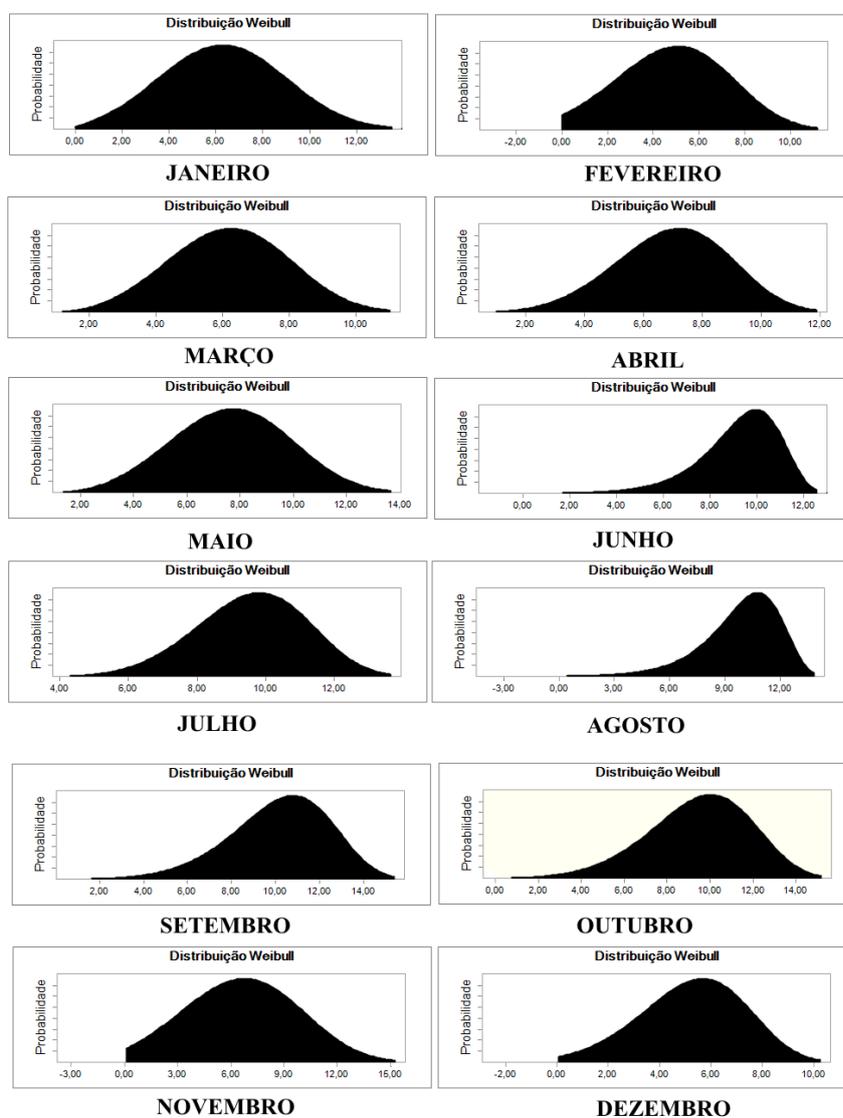


Figura 42 – Formas das curvas de distribuição da velocidade de vento mensal

Fonte: produção do próprio autor

ANEXO III.2 – Curvas de distribuição da irradiância solar

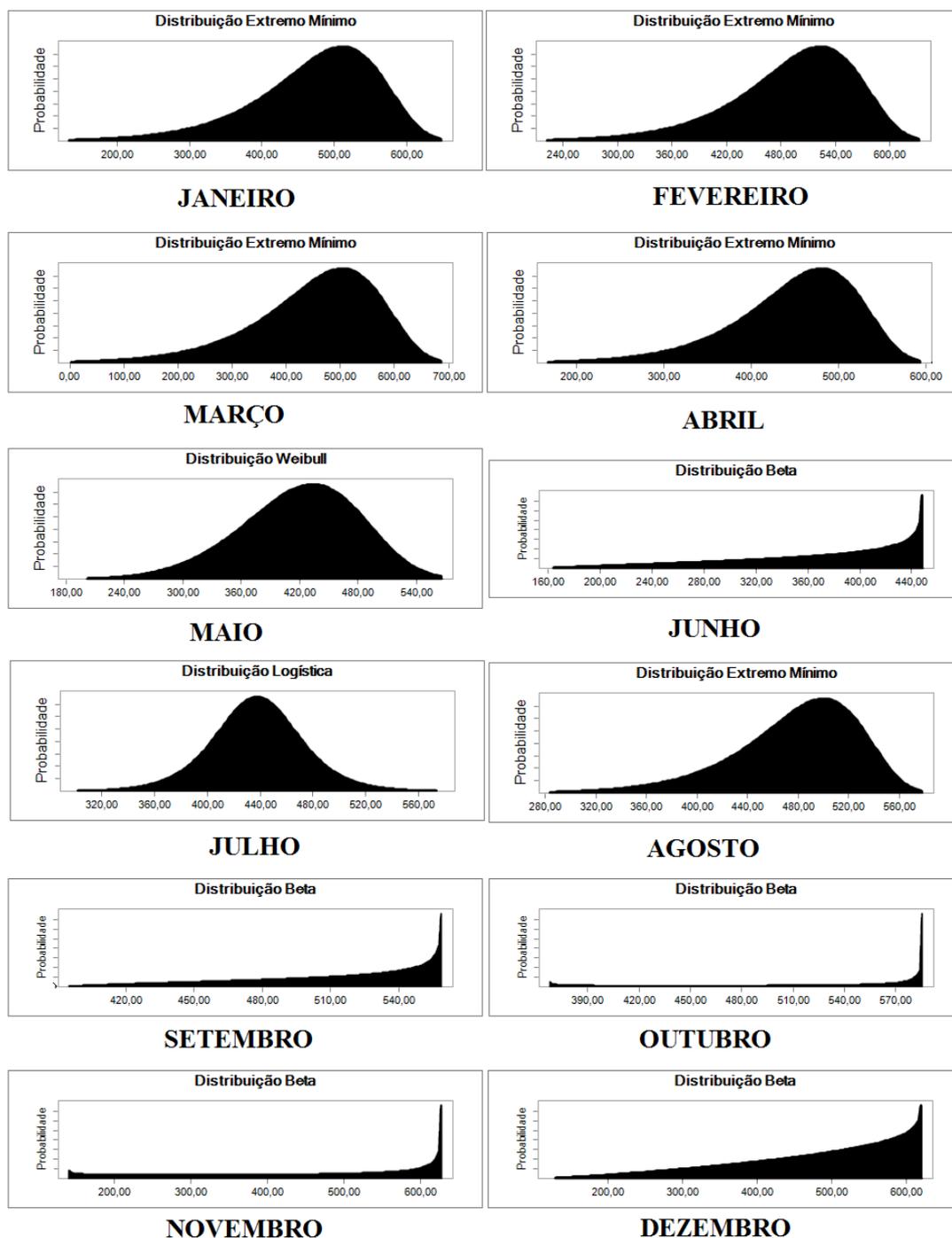
FORMAS DA DISTRIBUIÇÃO
DE IRRADIÂNCIA SOLAR PARA CADA MÊS

Figura 43 – Formas das curvas de distribuição da irradiância solar mensal

Fonte: produção do próprio autor

ANEXO III.3 – Curvas de distribuição das demais variáveis

CURVAS DE DISTRIBUIÇÃO DAS DEMAIS VARIÁVEIS DE ENTRADA

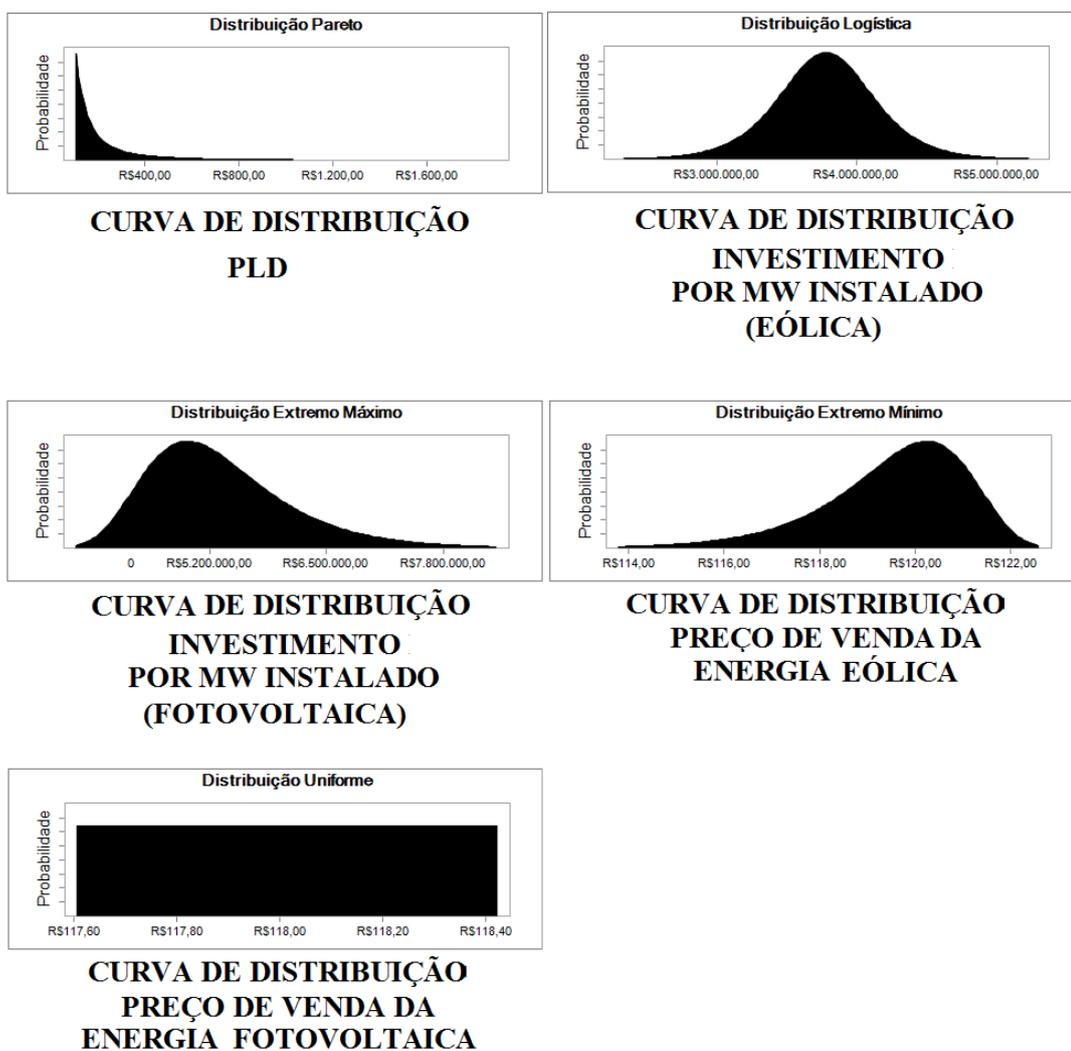


Figura 44 – Formas das curvas de distribuição das demais variáveis

Fonte: produção do próprio autor

ANEXO IV – RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

ANEXO IV.1 – Gráficos de probabilidade de VPL positivo para os cenários e situações propostas

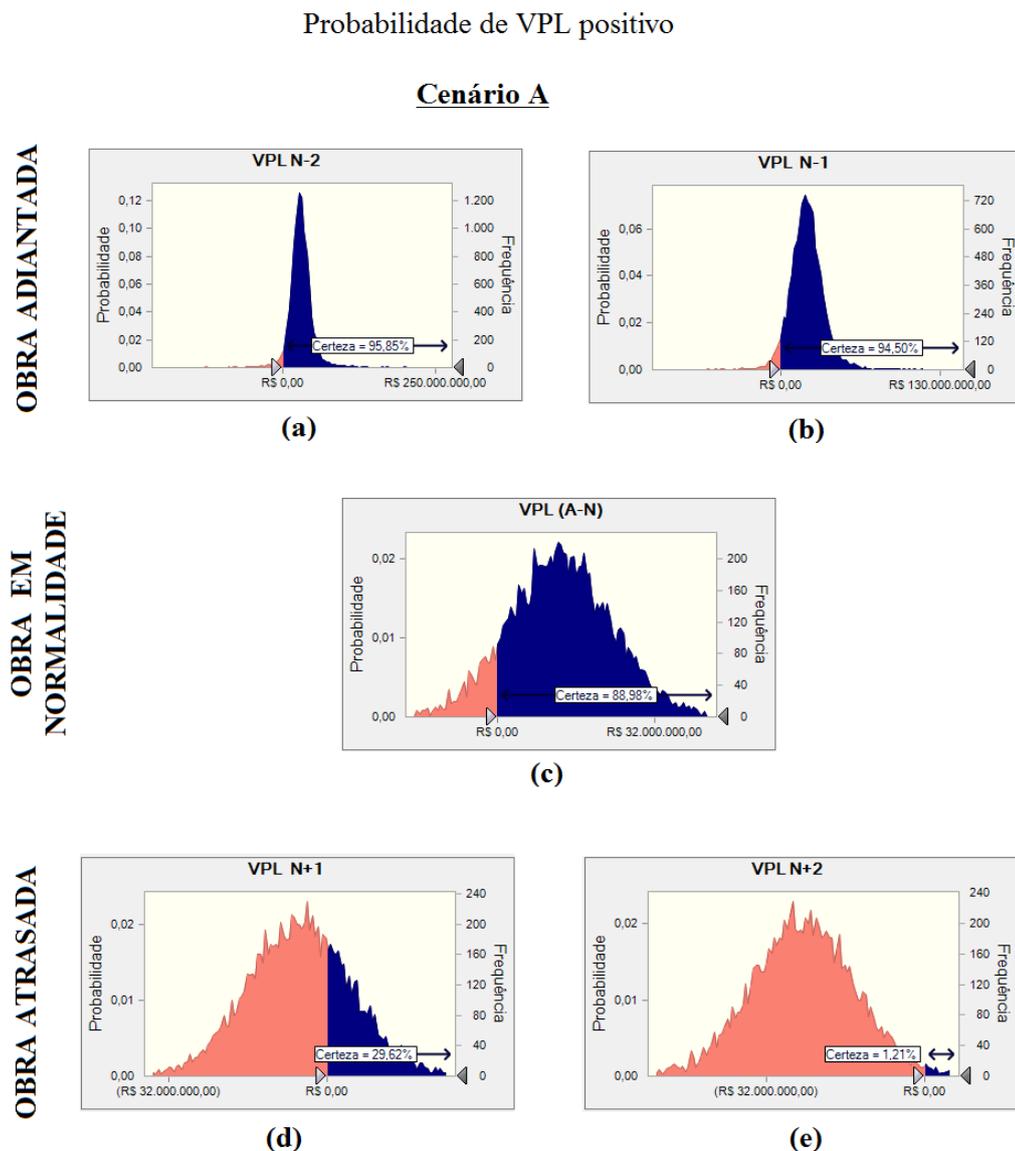


Figura 45 – Gráficos de saída da SMC para o **cenário A**. Os gráficos (a) e (b): obras adiantadas em 2 anos e 1 ano, respectivamente, (c): situação de normalidade, (d) e (e): obras atrasadas em 1 e 2 anos, respectivamente

Fonte: produção do próprio autor

Probabilidade de VPL positivo

Cenário B

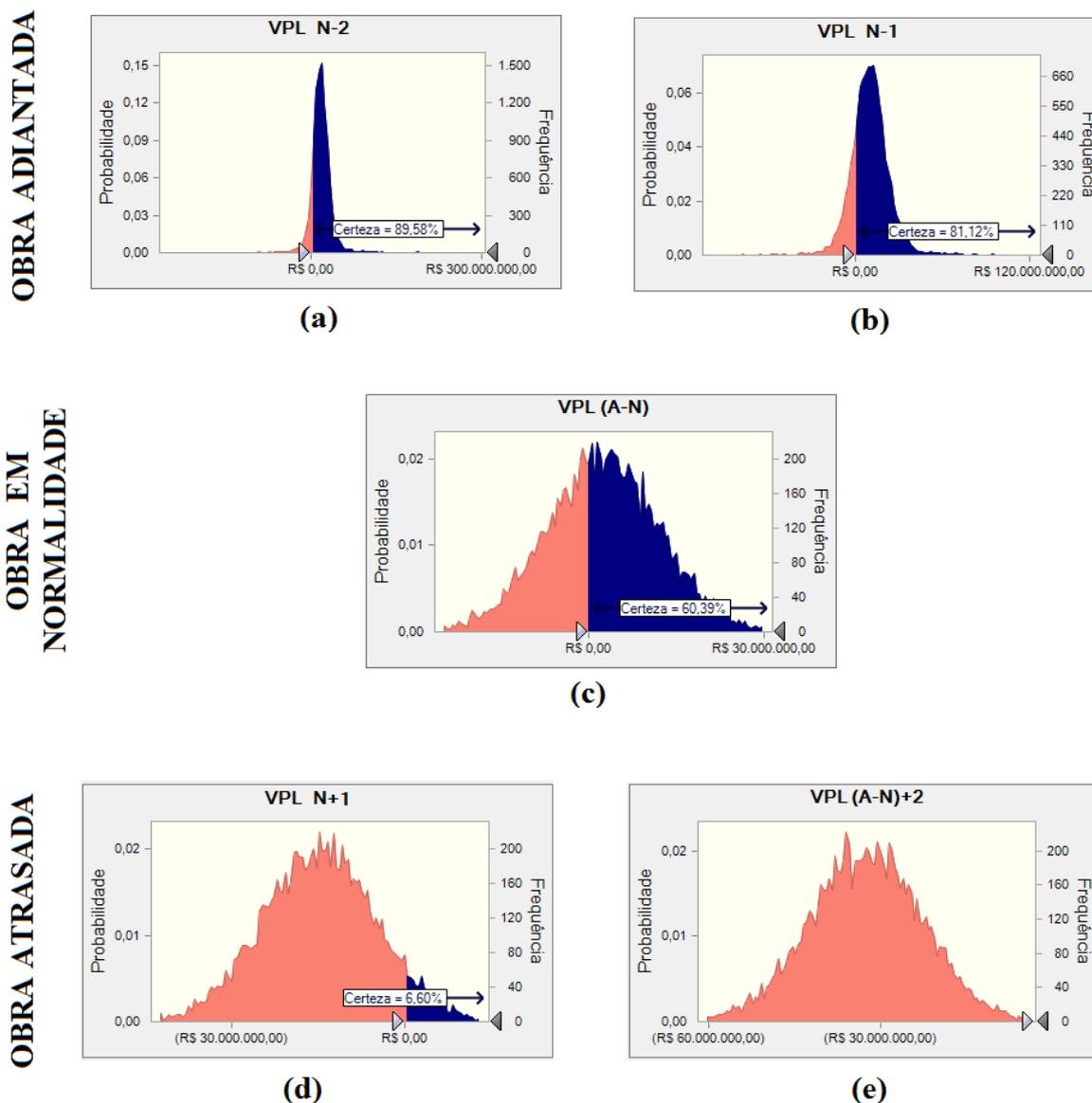


Figura 46 – Gráficos de saída da SMC para o **cenário B**. Os gráficos **(a)** e **(b)**: obras adiantadas em 2 anos e 1 ano, respectivamente, **(c)**: situação de normalidade, **(d)** e **(e)**: obras atrasadas em 1 e 2 anos, respectivamente

Fonte: produção do próprio autor

Probabilidade de VPL positivo

Cenário C

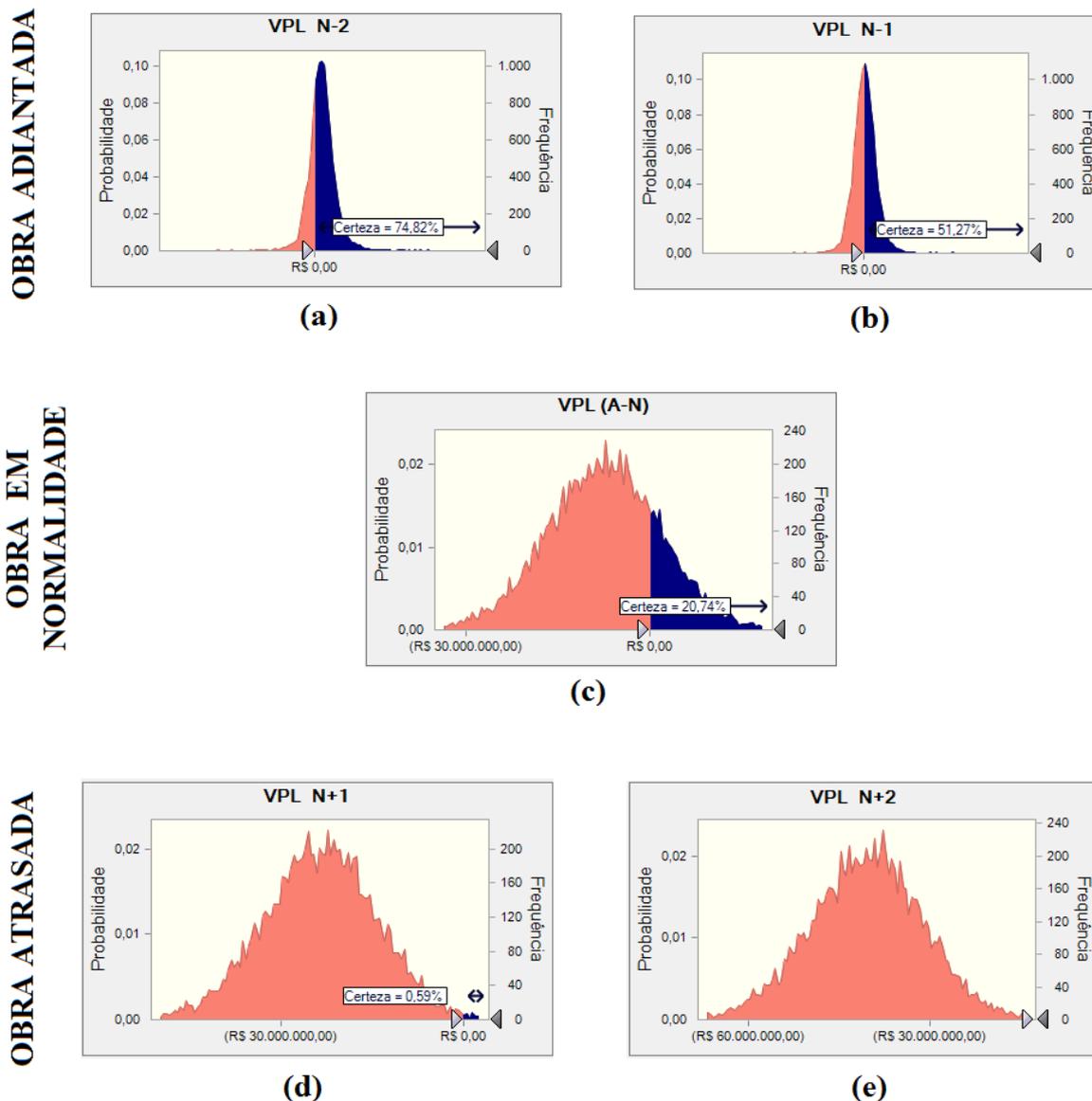


Figura 47 – Gráficos de saída da SMC para o **cenário C**. Os gráficos **(a)** e **(b)**: obras adiantadas em 2 anos e 1 ano, respectivamente, **(c)**: situação de normalidade, **(d)** e **(e)**: obras atrasadas em 1 e 2 anos, respectivamente

Fonte: produção do próprio autor

Probabilidade de VPL positivo

Cenário D

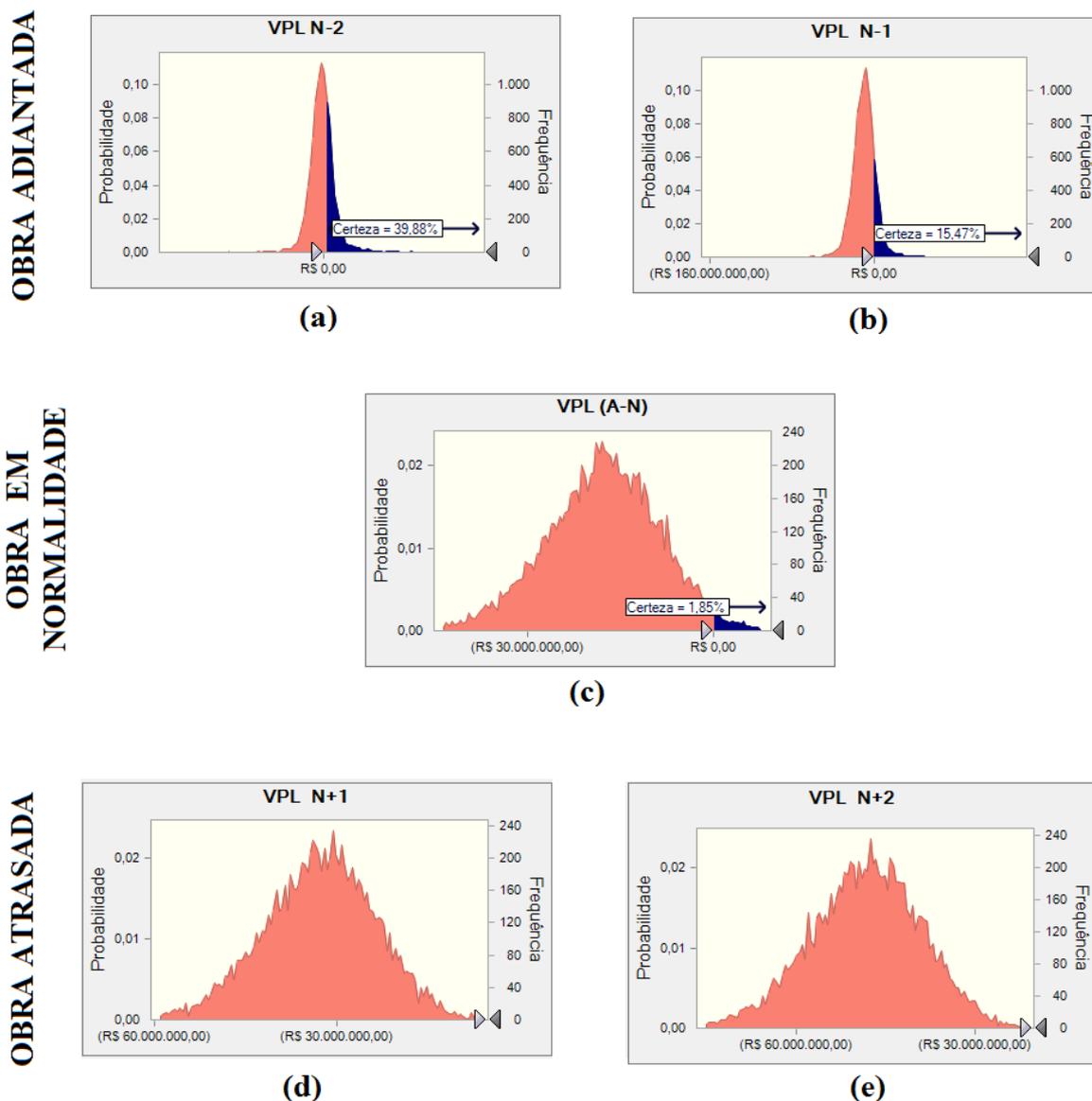


Figura 48 – Gráficos de saída da SMC para o **cenário D**. Os gráficos **(a)** e **(b)**: obras adiantadas em 2 anos e 1 ano, respectivamente, **(c)**: situação de normalidade, **(d)** e **(e)**: obras atrasadas em 1 e 2 anos, respectivamente

Fonte: produção do próprio autor

ANEXO IV.2 – Análise de sensibilidade das variáveis de entrada por cenário e situação de conclusão

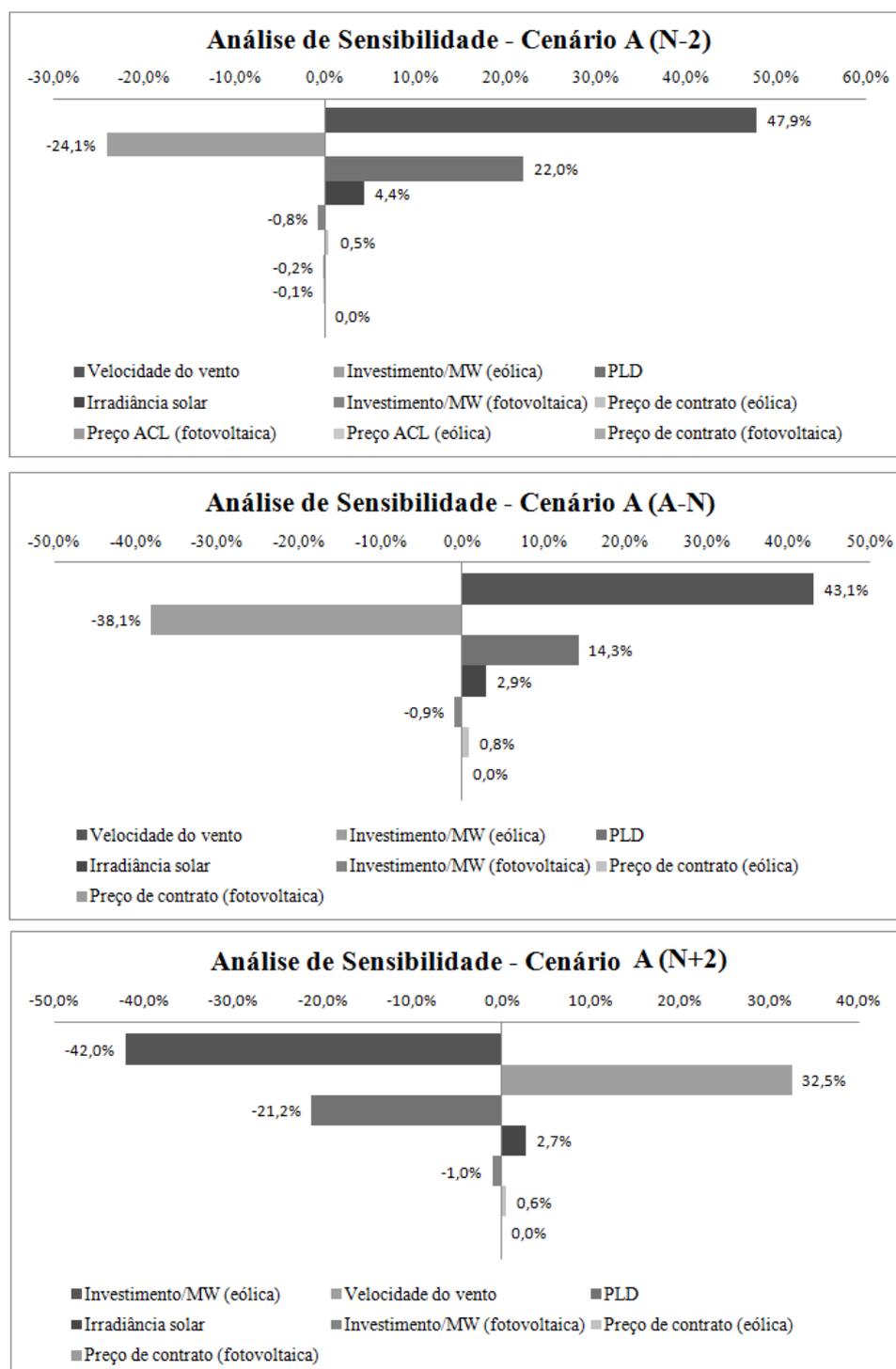


Figura 49 – Análise de sensibilidade das variáveis de entrada para o **cenário A**. Casos de: 2 anos de obra antecipada, obra em situação regular e obra com 2 anos de atraso, respectivamente

Fonte: produção do próprio autor

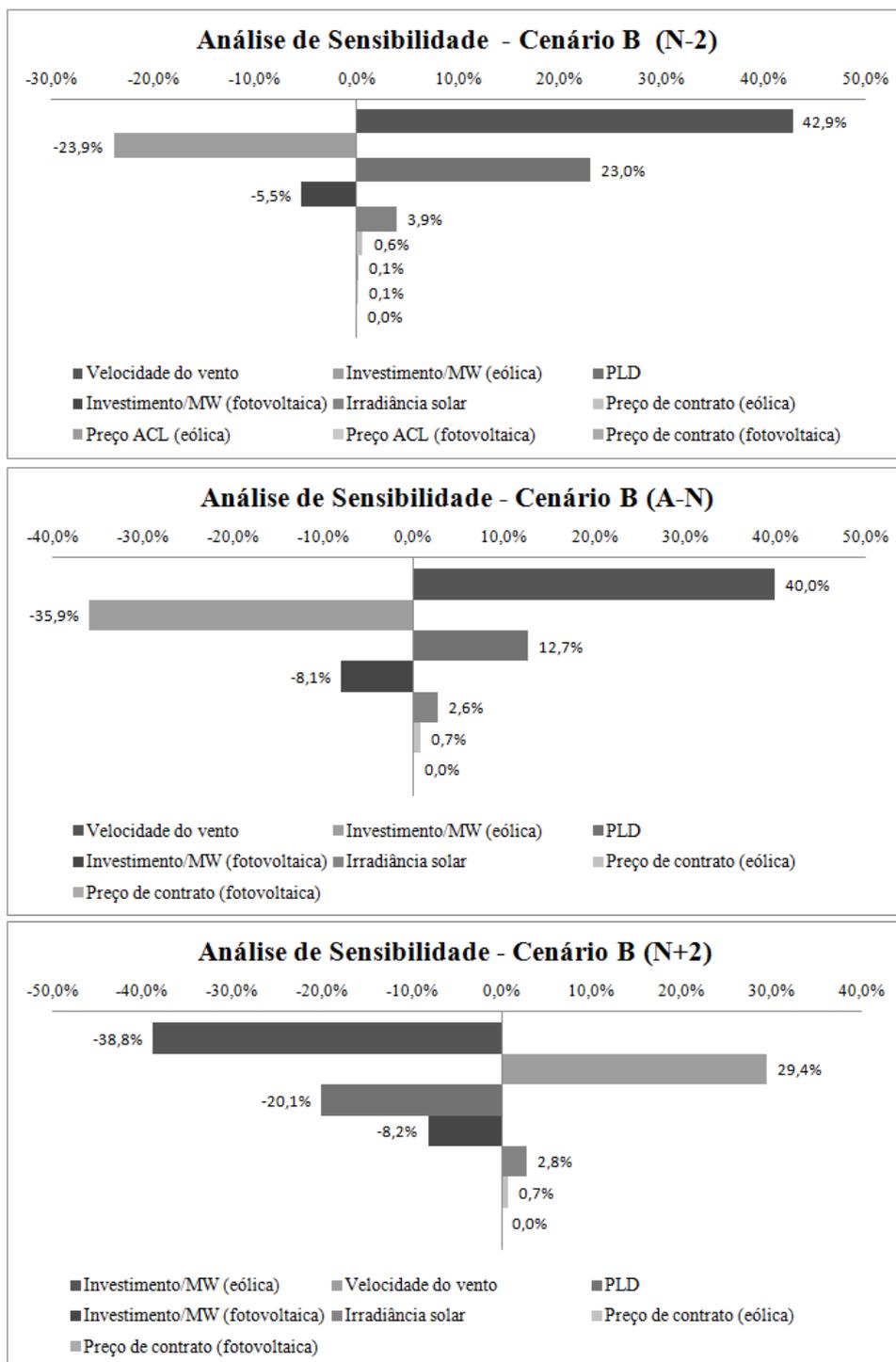


Figura 50 – Análise de sensibilidade das variáveis de entrada para o **cenário B**. Casos de: 2 anos de obra antecipada, obra em situação regular e obra com 2 anos de atraso, respectivamente

Fonte: produção do próprio autor

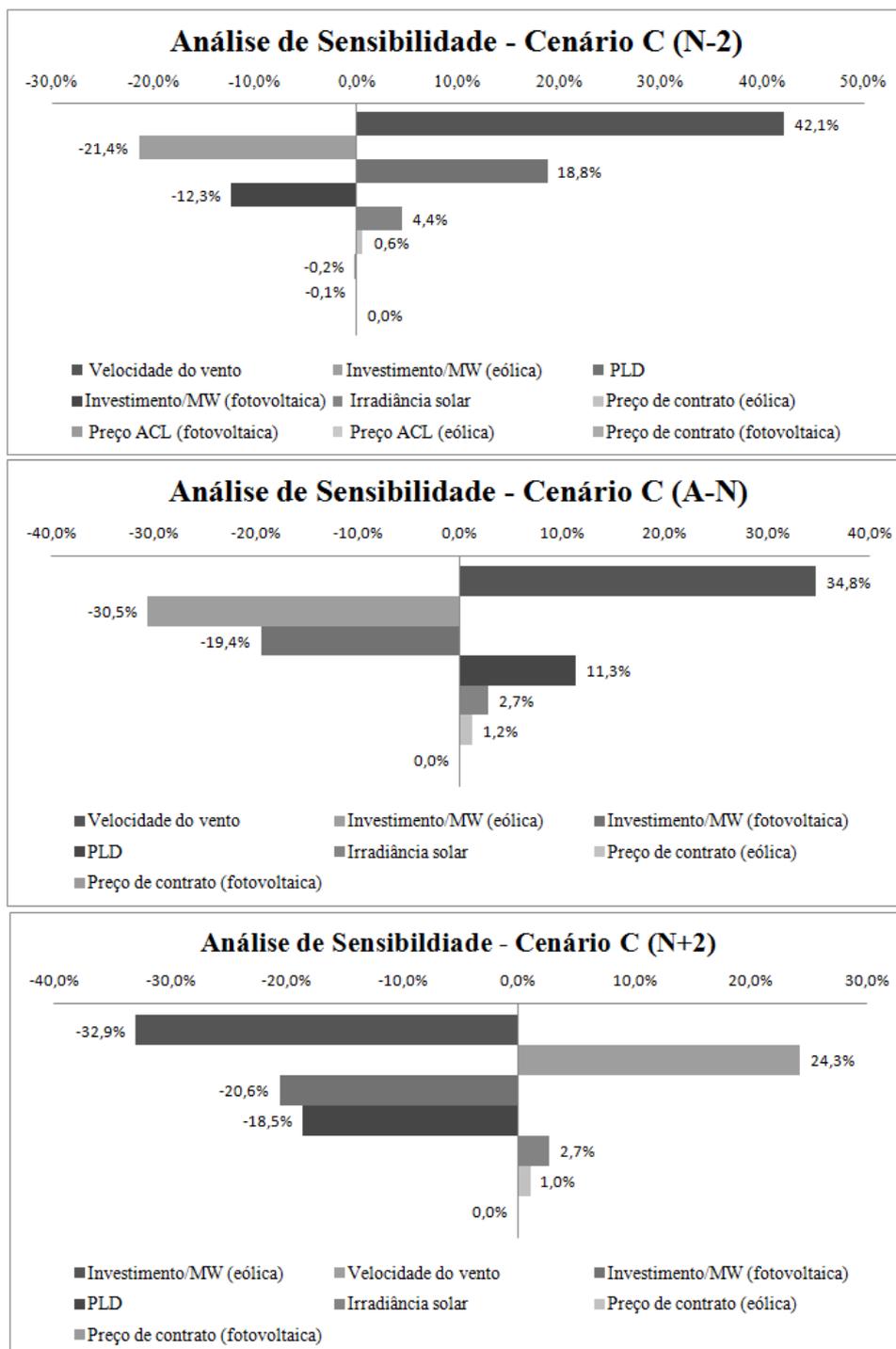


Figura 51 – Análise de sensibilidade das variáveis de entrada para o **cenário C**. Casos de: 2 anos de obra antecipada, obra em situação regular e obra com 2 anos de atraso, respectivamente

Fonte: produção do próprio autor

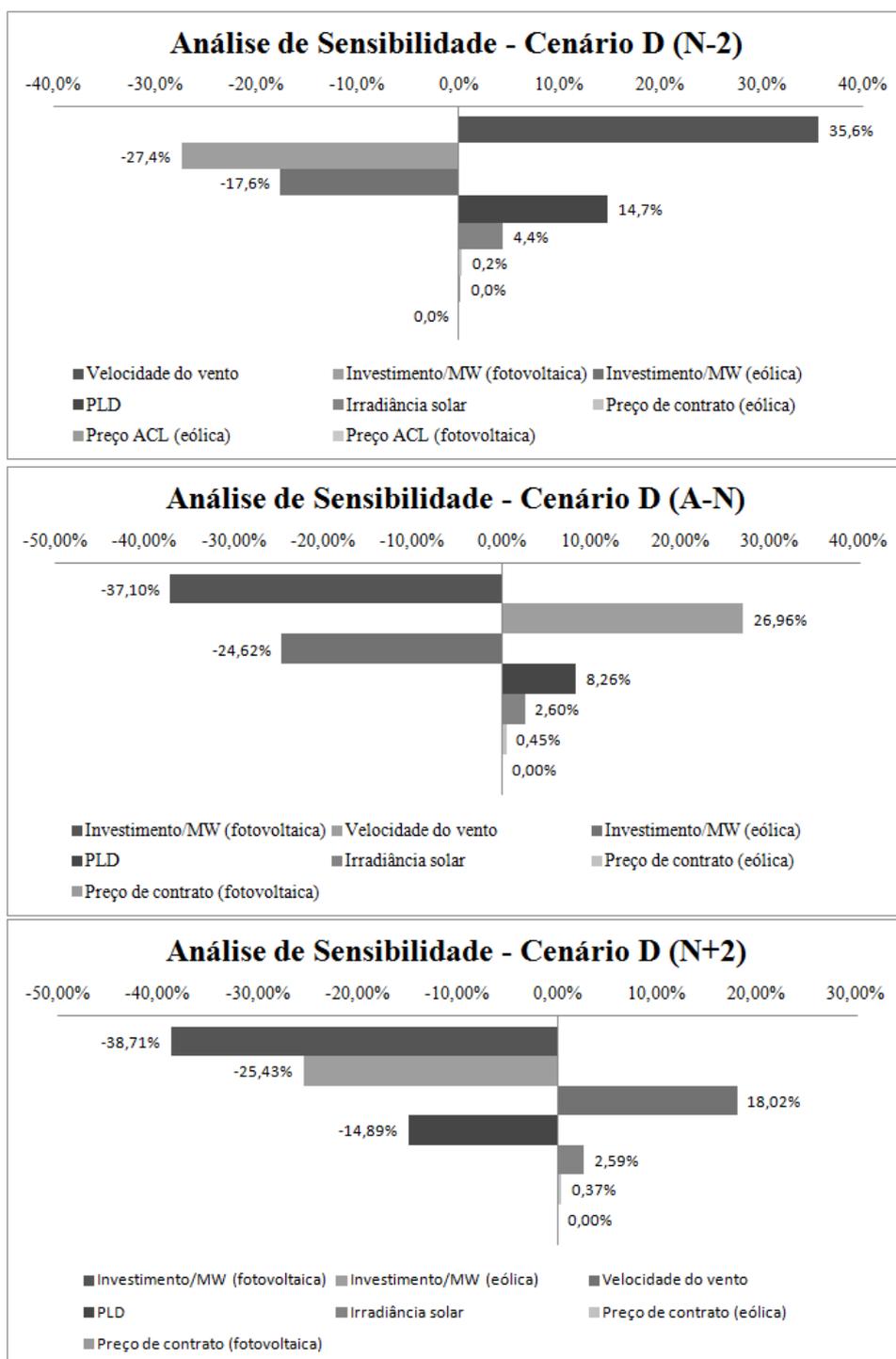


Figura 52 – Análise de sensibilidade das variáveis de entrada para o **cenário D**. Casos de: 2 anos de obra antecipada, obra em situação regular e obra com 2 anos de atraso, respectivamente

Fonte: produção do próprio autor

ANEXO IV.3 – Análise de sensibilidade, por variável, dos principais parâmetros de entrada

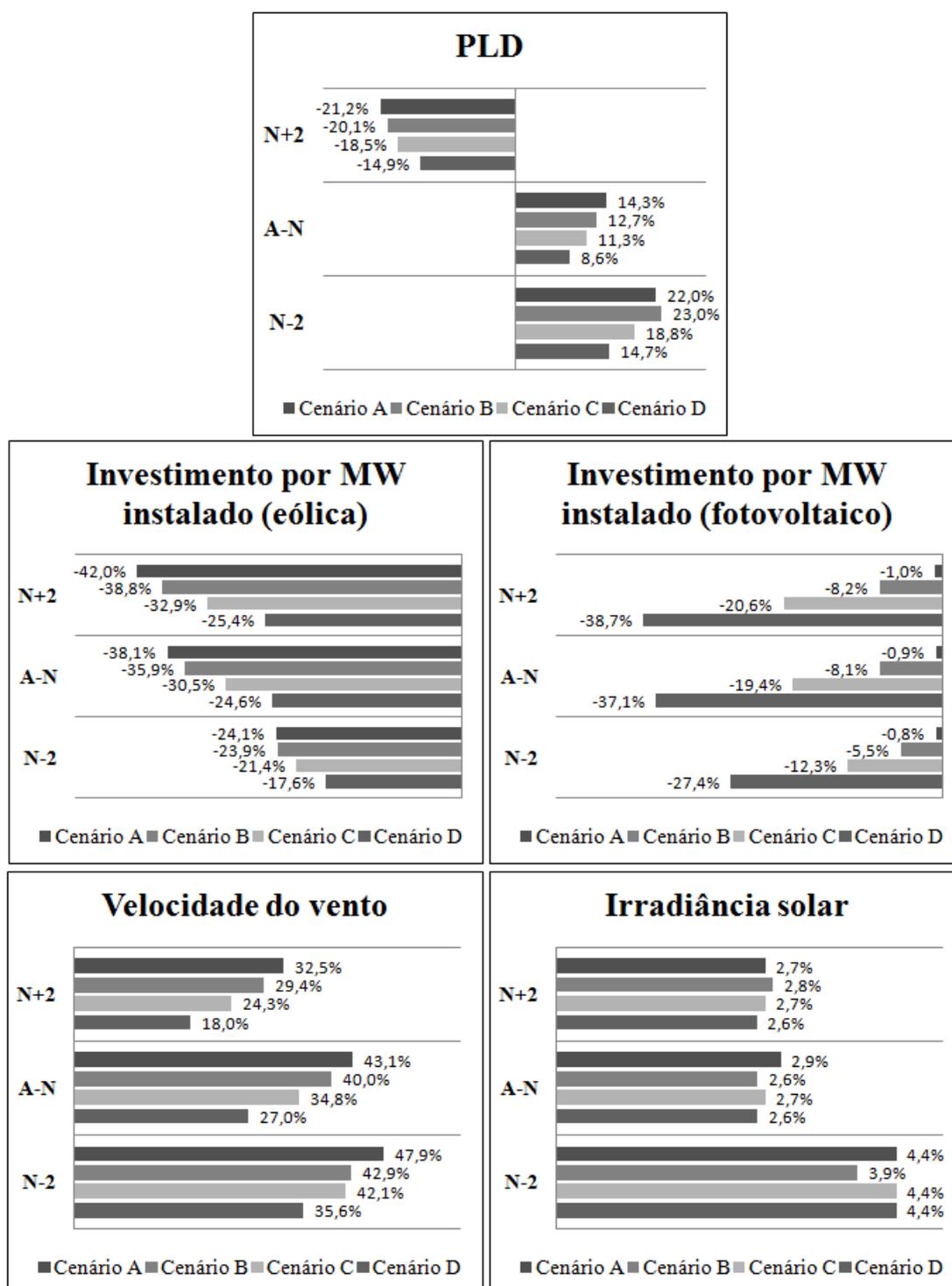


Figura 53 – Análise de sensibilidade das variáveis de entrada que mais afetam a saída. Análise por variável de entrada

Fonte: produção do próprio autor