



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE  
TELECOMUNICAÇÕES

**VICTOR DE SOUZA FONSECA ANTUNES**

**Proposta de Metodologia para Otimização  
da Variabilidade em um Parque Híbrido  
Eólico-Fotovoltaico Utilizando o Método de  
Monte Carlo e Programação Não-Linear**

Niterói, RJ  
2020

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE  
TELECOMUNICAÇÕES

VICTOR DE SOUZA FONSECA ANTUNES

**Proposta de Metodologia para Otimização da Variabilidade  
em um Parque Híbrido Eólico-Fotovoltaico Utilizando o  
Método de Monte Carlo e Programação Não-Linear**

Dissertação de Mestrado apresentada ao  
Corpo Docente do Programa de Pós-  
Graduação em Engenharia Elétrica e de  
Telecomunicações (PPGEET) da  
Universidade Federal Fluminense, como  
requisito parcial para obtenção do grau de  
Mestre em Engenharia Elétrica e de  
Telecomunicações.

Orientador: Prof. D.Sc Bruno Soares Moreira Cesar Borba

Coorientador: Prof. D.Sc Bruno Henriques Dias

Niterói, RJ  
Setembro de 2020

**INSERIR FICHA CATALOGRÁFICA**

VICTOR DE SOUZA FONSECA ANTUNES

**Proposta de Metodologia para Otimização da Variabilidade em um Parque  
Híbrido Eólico-Fotovoltaico Utilizando o Método de Monte Carlo e Programação  
Não-Linear**

Dissertação de Mestrado apresentada ao  
Corpo Docente do Programa de Pós-  
Graduação em Engenharia Elétrica e de  
Telecomunicações (PPGEET) da  
Universidade Federal Fluminense, como  
requisito parcial para obtenção do grau de  
Mestre em Engenharia Elétrica e de  
Telecomunicações.

Aprovada em \_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_.

BANCA EXAMINADORA

---

Prof. D.Sc Bruno Soares Moreira Cesar Borba (orientador)  
UFF – Universidade Federal Fluminense

---

Prof. D.Sc Bruno Henriques Dias (coorientador)  
UFJF – Universidade Federal de Juiz de Fora

---

Prof. D.Sc Vitor Hugo Ferreira  
UFF – Universidade Federal Fluminense

---

Prof<sup>a</sup>. D.Sc Leonardo Willer de Oliveira  
UFJF – Universidade Federal de Juiz de Fora

Niterói, RJ  
Agosto de 2020

*Dedico este trabalho à minha mãe, Suely  
Fonseca, minha maior incentivadora e meu  
farol para toda a vida.*

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço à minha mãe por todo seu amor, paciência e apoio dado em todas as fases da minha vida, iluminando meus caminhos nos dias nublados e orientando meus voos nos dias de céu limpo.

Agradeço aos meus familiares e muitos amigos por fazerem parte da minha vida, cada um contribuindo do seu jeito, fundamentais para a minha carreira. Em especial, aos meus tios Wilson e Jorgina Fonseca e Juarez e Maria Porto por todo apoio ao longo da vida, ao Gabriel Henrique Clemente, pelas conversas que fizeram nascer o tema desta dissertação, e à Yasmina Suleiman El-Heri, por toda a ajuda em diversos momentos desta caminhada.

Agradeço aos meus orientadores Bruno S. M. C. Borba e Bruno H. Dias pela parceria, paciência e compreensão, sempre dispostos e acessíveis, cujas ideias e participação foram cruciais para o desenvolvimento do tema.

Agradeço aos professores Geraldo Martins Tavares, Vitor Hugo Ferreira e Marcio Zamboti Fortes pelas conversas e orientações tão importantes para a minha convicção de entrar no mestrado.

Agradeço à Energisa pelas informações que foram a base deste estudo e aos amigos que lá trabalham, com destaque ao Gabriel Mussi e ao Nicolas Manfredi pelas orientações iniciais tão importantes para esta dissertação.

*“Muitas das falhas da vida acontecem quando as pessoas não percebem o quão perto estão ao desistirem.”*

*Thomas Edison*

*“Não estamos apenas no universo, o universo está em nós. Não conheço nenhum sentimento espiritual mais profundo do que o que este me traz.”*

*Neil deGrasse Tyson*

## RESUMO

Devido aos comportamentos típicos dos ventos e da irradiação solar, é possível inferir que há uma tendência à complementaridade entre as duas fontes, ou seja, uma tendência de que a velocidade do vento reduza no meio do dia, enquanto a irradiação solar aumenta, bem como o oposto durante a noite, quando não há irradiação e o vento tende a aumentar. Esta tendência atrai a atenção dos pesquisadores, investidores e planejadores para os possíveis ganhos advindos da hibridização entre parques eólicos e solares.

Neste trabalho, propõe-se uma metodologia para minimizar a variabilidade diária da geração de um parque híbrido eólico-solar ajustando-se a potência instalada de cada um, investigando a complementaridade entre as fontes. Para isto, optou-se por criar duzentos cenários sintéticos baseados nos dados estatísticos obtidos a partir de medições locais de velocidade do vento e medições de irradiação solar via satélite em duas localidades distintas, BA e RN, no Brasil. Esta criação de cenários é realizada com o Método de Monte Carlo. Em seguida, para cada cenário, busca-se otimizar (minimizar) a variabilidade da potência gerada pelos parques híbridos procurando a melhor combinação entre a potência instalada de cada fonte. Esta otimização é realizada através do método do Gradiente Reduzido Generalizado da Programação Não-Linear.

Os resultados são distintos para cada localidade devido às características específicas dos recursos, mostrando-se que a hibridização pode ser atrativa ou não, dependendo de cada situação. As conclusões sobre a atratividade são realizadas através de análises estatísticas.

Por fim, propõe-se uma direção para a criação de uma metodologia por parte dos órgãos públicos para incentivar a busca pela redução da variabilidade diária da geração através da hibridização dos parques eólicos e fotovoltaicos, a serem aplicados nos leilões de energia.

**Palavras-Chave:** Hibridização, Usina Híbrida Eólico-Solar, Método de Monte Carlo, Otimização, Programação Não-linear

## ABSTRACT

Because of the typical behavior of the winds and solar irradiation, it is possible to infer the existence of a tendency of a complementarity between these two sources, in other words, a tendency of the wind velocity to reduce in the middle of the day, when the irradiation rises, and the opposite at night, when there is no irradiation and the wind tends to rise.

This work purpose a methodology to minimize the generation variability of a wind-solar hybrid plant adjusting the installed power of each one of these sources. To do so, it was chosen to create two hundred synthetic scenarios, based on the statistical data acquired from local data measurements of wind velocity and satellite data measurements of solar irradiation for two different states (Bahia and Rio Grande do Norte) in Brazil, using the Monte Carlo Method. Then, it was sought to optimize (minimize) the power generation variability of the hybrid plant searching for the best combination between the installed power of each source using the Generalized Reduced Gradient Method, from Nonlinear Programming.

The results are different for each local due to the specific characteristics of the resources, showing that hybridization can be feasible or not depending on each situation. The conclusions about attractiveness are made using statistical analysis.

Finally, it is proposed a direction to the creation by the regulators of a methodology to encourage the seek by variability generation reduction through hybridization of wind and solar plants to be applied on the energy auctions.

**Keywords:** Hybridization, Wind-solar, Hybrid Pwer Plant, Monte Carlo Method, Optimization, Nonlinear Programming

## LISTA DE TABELAS

|  |     |
|--|-----|
| Tabela 1 – Valores de implantação e de O&M adotados como referência .....  | 38  |
| Tabela 2 - Sumário dos custos de manutenção de usinas fotovoltaicas nos EUA.<br>[Traduzido e adaptado de [28]] ..... | 40  |
| Tabela 3 – Resumo dos valores adotados para o compartilhamento em uma UEF .....                                      | 42  |
| Tabela 4 – Dados utilizados para definição de potência solar gerada .....  | 64  |
| Tabela 5 – Custos unitários para cada fonte .....  | 73  |
| Tabela 6 – Médias e Desvios Padrões das potências resultantes da otimização dos 200 cenários no Caso 1 .....         | 87  |
| Tabela 7 - Potências e LCOE médios para uma UEF com Peol ajustada, no Caso 1 ....                                    | 88  |
| Tabela 8 - Potências e LCOE médios para uma EOL equivalente, no Caso 1 .....   | 91  |
| Tabela 9 - Potências e LCOE médios para uma UFV equivalente, no Caso 1 .....   | 94  |
| Tabela 10 – FCs de parques na região da BA.....  | 100 |
| Tabela 11 – Médias e Desvios Padrões das potências resultantes da otimização dos 200 cenários no Caso 2.....         | 120 |
| Tabela 12 - Potências e LCOE médios para uma UEF com Peol ajustada, no Caso 2  | 121 |
| Tabela 13 - Potências e LCOE médios para uma EOL equivalente, no Caso 2.....   | 123 |
| Tabela 14 - Potências e LCOE médios para uma UFV equivalente, no Caso 2.....   | 125 |

## LISTA DE FIGURAS

|  |    |
|--|----|
| Figura 1 – Curva de Potência do aerogerador GE 2.5 – 120.....  | 21 |
| Figura 2 - Comportamento anual da velocidade do vento em algumas regiões da Arábia .....   | 22 |
| Figura 3 – Dias típicos por mês, exemplo do Bahrain.....   | 23 |
| Figura 4 – Meses típicos, exemplo do Bahrain .....   | 23 |
| Figura 5 – Curva de Potência indicada em datasheet de um módulo fotovoltaico [Anexo 1].....  | 26 |
| Figura 6 - Curva de IV indicada em datasheet de um módulo fotovoltaico [Anexo 1] .   | 26 |
| Figura 7 – Exemplificação de Rastreo de Ponto de Potência Máxima (MPPT) [15]....   | 26 |
| Figura 8 – Exemplo de diagrama unifilar simplificado de uma planta solar [Adaptado de [16]] .....  | 27 |
| Figura 9 – Usinas Adjacentes [2] .....   | 32 |
| Figura 10 - Usinas Associadas [2].....   | 33 |
| Figura 11 - Usinas Híbridas [2] .....  | 33 |
| Figura 12 – Portfólios Comerciais [2] .....  | 34 |
| Figura 13 - Curva de Geração da UEF Caetité [19] .....   | 35 |
| Figura 14 - Arranjo da UEF Caetité, representando uma arranjo típico para este tipo de usina [19].....   | 41 |
| Figura 15 – Exemplos de gráficos de dispersão da população de duas variáveis aleatórias e seus coeficientes de Pearson: (a) $r = 0,2$ (b) $r = - 0,80$ , (c) $r = 0,80$ . [36].....  | 46 |
| Figura 16 - Fluxograma generalizado das Simulações de Monte Carlo [44] .....   | 48 |
| Figura 17 – Exemplo de Gráficos Côncavo (preta) e Convexo (azul) [Elaboração própria] .....  | 53 |
| Figura 18 - Fluxograma da metodologia proposta [Elaboração própria] .....  | 59 |
| Figura 19 – Curva de Potência do aerogerador G132 de 5MW da Gamesa [58].....   | 63 |
| Figura 20 – Gráfico e equação polinomial de aproximação da curva de potência original do aerogerador G132 de 5MW da Gamesa [Elaboração Própria] .....  | 63 |
| Figura 21 – Fluxograma das etapas de aplicação do MMC na criação de cenários sintéticos de geração de uma UEF [Elaboração própria] .....   | 69 |
| Figura 22 – Modelo de tabela para organização dos dados de entrada para criação dos cenários sintéticos de geração.....  | 70 |
| Figura 23 – Fator de Capacidade Mensal em um ano típico no Caso 1 [Elaboração própria] .....   | 78 |
| Figura 24 - Complementaridade da geração eólica e solar e a geração híbrida, para cada mês, no Caso 1 , considerando um dia típico do mês. Eixo vertical: Potência em MW. Eixo horizontal: Hora do dia. [Elaboração própria] ..... | 79 |
| Figura 25 – Correlação entre Geração Eólica e Solar no Caso 1 para cada hora. [Elaboração própria].....  | 80 |
| Figura 26 – Desvio Padrão Relativo da Geração Híbrida no Caso 1 para cada mês. [Elaboração própria].....   | 80 |

|   |    |
|---|----|
| Figura 27 – Gráficos mensais de dispersão Peol (eixo X) e Psol (eixo Y) a cada hora [Elaboração própria].....   | 82 |
| Figura 28 – Médias e Desvios Padrões horários da velocidade de vento no Caso 1 [Elaboração própria].....  | 83 |
| Figura 29 - Médias e Desvios Padrões horários da irradiação solar no Caso 1 [Elaboração própria] .....  | 83 |
| Figura 30 – Diagrama de caixas horário da velocidade do vento nos 200 cenários sintéticos do Caso 1 [Elaboração própria].....                           | 84 |
| Figura 31 - Diagrama de caixas horário da potência eólica base nos 200 cenários sintéticos do Caso 1 [Elaboração própria].....                          | 84 |
| Figura 32 - Diagrama de caixas horário da irradiação solar nos 200 cenários sintéticos do Caso 1 [Elaboração própria].....                              | 85 |
| Figura 33 - Diagrama de caixas horário da potência solar base nos 200 cenários sintéticos do Caso 1 [Elaboração própria].....                           | 86 |
| Figura 34 – Diagrama de caixas das potências instaladas otimizadas nos 200 cenários de UEF no Caso 1 [Elaboração própria] .....                         | 87 |
| Figura 35 – Histograma das potências eólicas otimizadas nos 200 cenários de UEF no Caso 1 [Elaboração própria].....                                     | 87 |
| Figura 36 - Histograma das potências solares otimizadas nos 200 cenários de UEF no Caso 1 [Elaboração própria].....                                     | 88 |
| Figura 37 – Diagrama de caixas do DP <sub>Rel</sub> (esq.) e do LCOE (dir.) nos 200 cenários de UEF otimizados do Caso 1 [Elaboração própria].....      | 89 |
| Figura 38 – Histograma do LCOE nos 200 cenários de UEF otimizados do Caso 1 [Elaboração própria].....   | 89 |
| Figura 39 – Histograma do DP <sub>Rel</sub> nos 200 cenários de UEF otimizados do Caso 1 [Elaboração própria].....                                      | 90 |
| Figura 40 – Diagrama de caixas horário da potência híbrida gerada pela UEF otimizada nos 200 cenários sintéticos no Caso 1 [Elaboração própria].....    | 90 |
| Figura 41 - Diagrama de caixas do DP <sub>Rel</sub> (esq.) e do LCOE (dir.) de uma EOL equivalente nos 200 cenários do Caso 1 [Elaboração própria]..... | 92 |
| Figura 42 - Histograma do LCOE nos 200 cenários de uma EOL equivalente nos 200 cenários do Caso 1 [Elaboração própria].....                             | 92 |
| Figura 43 - Histograma do DP <sub>Rel</sub> nos 200 cenários de uma EOL equivalente nos 200 cenários do Caso 1 [Elaboração própria].....                | 93 |
| Figura 44 - Diagrama de caixas horário da potência gerada pela EOL equivalente nos 200 cenários sintéticos no Caso 1 [Elaboração própria].....          | 93 |
| Figura 45 - Diagrama de caixas do DP <sub>Rel</sub> (esq.) e do LCOE (dir.) de uma UFV equivalente nos 200 cenários do Caso 1 [Elaboração própria]..... | 94 |
| Figura 46 - Histograma do LCOE nos 200 cenários de uma UFV equivalente nos 200 cenários do Caso 1 [Elaboração própria].....                             | 94 |
| Figura 47 - Histograma do DP <sub>Rel</sub> nos 200 cenários de uma UFV equivalente nos 200 cenários do Caso 1 [Elaboração própria].....                | 95 |

|  |     |
|--|-----|
| Figura 48 - Diagrama de caixas horário da potência gerada pela UFV equivalente nos 200 cenários sintéticos no Caso 1 [Elaboração própria].....   | 95  |
| Figura 49 – Relação DPRel x LCOE no Caso 1 para UEFs de diversas potências [Elaboração própria].....   | 97  |
| Figura 50 - Relação DPRel x LCOE no RN para UEFs de diversas potências [Elaboração própria] .....  | 97  |
| Figura 51 – Imagem do Google Earth mostrando parques na mesma região, porém com FCs bastante diferentes.....   | 101 |
| Figura 52 - Fator de Capacidade Mensal em um ano típico no Caso 2 [Elaboração própria] .....   | 112 |
| Figura 53 – Complementaridade da geração eólica e solar e a geração híbrida, para cada mês, no Caso 2, considerando um dia típico do mês. Eixo vertical: Potência em MW. Eixo horizontal: Hora do dia. Curva amarela: geração solar. Curva Azul: geração eólica. Curva Verde: geração híbrida..... | 113 |
| Figura 54 - Correlação entre Geração Eólica e Solar no Caso 2 para cada hora. [Elaboração própria].....  | 114 |
| Figura 55 - Desvio Padrão Relativo da Geração Híbrida no Caso 2 para cada mês. [Elaboração própria].....   | 114 |
| Figura 56 – Gráficos mensais de dispersão Peol (eixo X) e Psol (eixo Y) a cada hora [Elaboração própria].....  | 115 |
| Figura 57 – Médias e Desvios Padrões horários da velocidade de vento no Caso 2 [Elaboração própria].....   | 116 |
| Figura 58 - Médias e Desvios Padrões horários da irradiação solar no Caso 2 [Elaboração própria] .....   | 117 |
| Figura 59 – Diagrama de caixas horário da velocidade do vento nos 200 cenários sintéticos do Caso 2 [Elaboração própria].....  | 117 |
| Figura 60 - Diagrama de caixas horário da potência eólica base nos 200 cenários sintéticos do Caso 2 [Elaboração própria] .....  | 118 |
| Figura 61 - Diagrama de caixas horário da irradiação solar nos 200 cenários sintéticos do Caso 2 [Elaboração própria] .....  | 119 |
| Figura 62 - Diagrama de caixas horário da potência solar base nos 200 cenários sintéticos do Caso 1 [Elaboração própria] .....   | 119 |
| Figura 63 – Diagrama de caixas das potências instaladas otimizadas nos 200 cenários de UEF no Caso 2 [Elaboração própria] .....  | 120 |
| Figura 64 – Histograma das potências eólicas otimizadas nos 200 cenários de UEF no Caso 2 [Elaboração própria].....  | 120 |
| Figura 65 - Histograma das potências solares otimizadas nos 200 cenários de UEF no Caso 2 [Elaboração própria].....  | 121 |
| Figura 66 – Diagrama de caixas do DPRel (esq.) e do LCOE (dir.) nos 200 cenários de UEF otimizados do Caso 2 [Elaboração própria].....   | 121 |
| Figura 67 - Histograma do LCOE nos 200 cenários de UEF otimizados do Caso 2 [Elaboração própria].....  | 122 |

|  |     |
|--|-----|
| Figura 68 - Histograma do DPRel nos 200 cenários de UEF otimizados do Caso 2 [Elaboração própria].....   | 122 |
| Figura 69 – Diagrama de caixas horário da potência híbrida gerada pela UEF otimizada nos 200 cenários sintéticos no Caso 2 [Elaboração própria]..... | 123 |
| Figura 70 - Diagrama de caixas do DPRel (esq.) e do LCOE (dir.) de uma EOL equivalente nos 200 cenários do Caso 2 [Elaboração própria].....          | 124 |
| Figura 71 - Histograma do LCOE nos 200 cenários de uma EOL equivalente nos 200 cenários do Caso 2 [Elaboração própria].....                          | 124 |
| Figura 72 - Histograma do DPRel nos 200 cenários de uma EOL equivalente nos 200 cenários do Caso [Elaboração própria].....                           | 124 |
| Figura 73 - Diagrama de caixas horário da potência gerada pela EOL equivalente nos 200 cenários sintéticos no Caso 2 [Elaboração própria].....       | 125 |
| Figura 74 - Diagrama de caixas do DPRel (esq.) e do LCOE (dir.) de uma UFV equivalente nos 200 cenários do Caso 2 [Elaboração própria].....          | 125 |
| Figura 75 - Histograma do LCOE nos 200 cenários de uma UFV equivalente nos 200 cenários do Caso 2 [Elaboração própria].....                          | 126 |
| Figura 76 - Histograma do DPRel nos 200 cenários de uma UFV equivalente nos 200 cenários do Caso 2 [Elaboração própria].....                         | 126 |
| Figura 77 - Diagrama de caixas horário da potência gerada pela UFV equivalente nos 200 cenários sintéticos no Caso 2 [Elaboração própria].....       | 127 |

## SUMÁRIO

|   |           |
|---|-----------|
| <b>1. INTRODUÇÃO .....</b>  | <b>17</b> |
| <b>2. HIBRIDIZAÇÃO DE USINAS EÓLICAS E USINAS FOTOVOLTAICAS .</b>                                 | <b>20</b> |
| 2.1. ASPECTOS FUNDAMENTAIS DAS USINAS EÓLICAS.....  | 20        |
| 2.2. ASPECTOS FUNDAMENTAIS DAS USINAS FOTOVOLTAICAS .....   | 25        |
| 2.3. ASPECTOS FUNDAMENTAIS DAS USINAS HÍBRIDAS EÓLICO-FOTOVOLTAICAS .....                         | 31        |
| 2.3.1. Usina Eólico-Fotovoltaica no Brasil.....   | 34        |
| 2.3.2. Usinas Eólico-Fotovoltaicas no mundo.....  | 35        |
| 2.3.3. Custos envolvidos em uma Usina Eólico-Fotovoltaica.....                                    | 37        |
| 2.3.4. LCOE – Custo Nivelado de Eletricidade de uma Usina Eólico-Fotovoltaica                     | 42        |
| 2.3.5. Ferramentas estatísticas .....   | 44        |
| 2.4. OTIMIZAÇÃO DE USINAS HÍBRIDAS EÓLICO-FOTOVOLTAICAS ....                                      | 46        |
| 2.4.1. Conceituação Básica.....   | 47        |
| 2.4.2. Considerações sobre o Método de Monte Carlo.....   | 48        |
| 2.4.3. Otimização: Programação Não Linear .....   | 50        |
| 2.5. USINAS EÓLICAS E FOTOVOLTAICAS NOS LEILÕES DE ENERGIA.                                       | 55        |
| <b>3. METODOLOGIA PARA OTIMIZAÇÃO DE UMA USINA HÍBRIDA EÓLICO-FOTOVOLTAICA .....</b>              | <b>58</b> |
| 3.1. CONFIGURAÇÃO DA USINA EÓLICO-FOTOVOLTAICO.....   | 60        |
| 3.1.1. Aquisição dos dados dos recursos solar e eólico.....                                       | 60        |
| 3.1.2. Tratamento dos dados dos recursos solar e eólico.....                                      | 61        |
| 3.1.3. Cálculo das potências horárias base .....  | 62        |
| 3.1.4. Avaliação qualitativa da complementaridade por localidade .....                            | 65        |
| 3.2. MÉTODO DE MONTE CARLO - ANÁLISE ESTOCÁSTICA DE GERAÇÃO DE UMA USINA EÓLICO-FOTOVOLTAICA..... | 68        |
| 3.3. CÁLCULO DA VARIABILIDADE E DO LCOE DA USINA EÓLICO-FOTOVOLTAICA.....                         | 71        |
| 3.4. OTIMIZAÇÃO: PROGRAMAÇÃO NÃO-LINEAR NA OTIMIZAÇÃO DE UMA USINA EÓLICO-FOTOVOLTAICA .....      | 73        |
| <b>4. ESTUDOS DE CASO .....</b>   | <b>77</b> |

|           |  |            |
|-----------|--|------------|
| 4.1.      | DESCRIÇÃO DOS CASOS .....  | 77         |
| 4.2.      | RESULTADOS DO CASO 1 - BAHIA .....   | 77         |
| 4.2.1.    | Avaliação qualitativa da complementaridade.....  | 78         |
| 4.2.2.    | Método de Monte Carlo.....   | 83         |
| 4.2.3.    | Análise dos resultados de otimização .....   | 86         |
| 4.2.4.    | Comparações Adicionais .....   | 91         |
| 4.3.      | PROPOSTAS PARA O INCENTIVO DE USINAS HÍBRIDAS EÓLICO-FOTOVOLTAICAS NOS LEILÕES DE ENERGIA DO GOVERNO ..... | 96         |
| <b>5.</b> | <b>CONCLUSÕES .....</b>  | <b>103</b> |
|           | <b>REFERÊNCIAS .....</b>   | <b>107</b> |
|           | <b>ANEXO 1 – DATASHEET DO PAINEL SOLAR ADOTADO.....</b>  | <b>110</b> |
|           | <b>APÊNDICE 1 – RESULTADOS DO CASO 2 - RIO GRANDE DO NORTE.....</b>  | <b>112</b> |
| 1.        | Avaliação qualitativa da complementaridade .....   | 112        |
| 2.        | Método de Monte Carlo .....  | 116        |
| 3.        | Análise dos resultados de otimização .....   | 120        |
| 4.        | Comparações Adicionais .....   | 123        |

## LISTA DE ABREVIATURAS

|                  |   |
|------------------|---|
| ACL              | Ambiente de Contratação Livre   |
| ACR              | Ambiente de Contratação Regulado  |
| ANEEL            | Agência Nacional de Energia Elétrica  |
| AT               | Alta Tensão   |
| BT               | Baixa Tensão  |
| $C'_i_{eol}$     | Custo de Implantação Resultante de uma usina eólica                                   |
| $C_i_{eol}$      | Custo de Implantação Completa de uma usina eólica                                     |
| $C_i_{sol}$      | Custo de Implantação Completa de uma usina solar                                      |
| $C'_i_{sol}$     | Custo de Implantação Resultante   |
| $C_{o\&M}_{eol}$ | Custo do O&M de uma usina eólica  |
| $C_{o\&M}_{sol}$ | Custo do O&M de uma usina solar   |
| $C_{terr}_{eol}$ | Custo do terreno de uma usina eólica  |
| $C_{terr}_{sol}$ | Custo do terreno de uma usina solar   |
| $C_{TR_a}_{eol}$ | Custo do Transformador de AT de uma usina eólica                                      |
| $C_{TR_a}_{sol}$ | Custo do Transformador de AT de uma usina solar                                       |
| $C_{TR_b}_{eol}$ | Custo do Transformador de BT de uma usina eólica                                      |
| $C_{TR_b}_{sol}$ | Custo do Transformador de BT de uma usina solar                                       |
| CCEAR            | Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado                           |
| CCEE             | Câmara Comercializadora de Energia Elétrica   |
| CSP              | <i>Concentrated solar power</i> ou Usina por Concentração Solar ou Usina Heliotérmica |
| CUSD             | Contrato de Uso do Sistema de Distribuição  |
| CUST             | Contrato de Uso do Sistema de Transmissão   |
| $DesvPad$        | Desvio Padrão   |
| $DesvPad_h$      | Desvio Padrão das potências híbridas  |
| $DesvPad_{b,h}$  | Desvio padrão dos 24 valores de $P_{b,h}$ ao longo do dia típico                      |
| $DesvPad_{r,h}$  | Desvio padrão dos 24 valores de $P_{r,h}$ ao longo do dia típico                      |
| $DPRel$          | Desvio Padrão Relativo – Desvio Padrão dividido pela média.                           |
| $DPRel_m$        | Média dos Desvios Padrão Relativos  |
| EOL              | Usina Eólica  |
| EPE              | Empresa de Pesquisa Energética  |

|                   |   |
|-------------------|---|
| f. d. p.          | Função densidade de probabilidade   |
| FC                | Fator de Capacidade   |
| FC_eol            | Fator de Capacidade Eólico  |
| FC_hib            | Fator de Capacidade Híbrido   |
| FC_sol            | Fator de Capacidade Solar   |
| FOB               | Função Objetivo (função a ser otimizada)  |
| FRC               | Fator de Recuperação de Capital   |
| FV                | Fotovoltaico(a)   |
| GMT               | <i>Greenwich Mean Time</i>  |
| GRG               | Gradiente Reduzido Generalizado   |
| IPCA              | Índice Nacional de Preço ao Consumidor Amplo (índice de inflação)                               |
| ISA               | International Standard Atmosphere   |
| LCOE              | Custo Nivelado da Eletricidade ou <i>Levelized Cost of Electricity</i>                          |
| LCOE <sub>h</sub> | Custo Nivelado da Eletricidade Híbrido  |
| LID               | Degradação Inicial ou Degradação Induzida por Iluminação ou <i>Lighting Induced Degradation</i> |
| $M_{b,h}$         | Média dos 24 valores de $P_{b,h}$ ao longo do dia típico  |
| $M_{r,h}$         | Média dos 24 valores de $P_{r,h}$ ao longo do dia típico  |
| MCSO              | Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits   |
| MMC               | Método de Monte Carlo   |
| MME               | Ministério de Minas e Energia   |
| MPPT              | Controle de rastreamento do ponto de potência máxima ou <i>Maximum power point tracking</i>     |
| MT                | Média tensão  |
| O&M               | Operação e Manutenção   |
| ONS               | Operador Nacional do Sistema Elétrico   |
| $P_{aer}$         | Potência do Aerogerador   |
| $P_{b,h}$         | Potência Base Híbrida   |
| $P_{b,eol}$       | Potência base eólica horária  |
| $P_{b,sol}$       | Potência Base Solar.  |
| $P_{eol,inst}$    | Potência Eólica instalada   |
| PL                | Programação Linear  |
| PLD               | Preço das Liquidações das Diferenças  |

|                 |  |
|-----------------|--|
| PNL             | Programação Não-Linear   |
| PO              | Pesquisa Operacional   |
| PR              | Taxa de Performance ou Desempenho Global ou <i>Performance Ratio</i> |
| $P_{r\_eol}$    | Potência Resultante Eólica   |
| $P_{r\_h}$      | Potência Resultante Híbrida  |
| $P_{r\_sol}$    | Potência Resultante Solar  |
| $P_{sol\_inst}$ | Potência Solar instalada   |
| PV              | <i>Photovoltaic Power Plant</i> ou Usina Fotovoltaica                |
| SEB             | Sistema Elétrico Brasileiro  |
| SIN             | Sistema Interligado Nacional   |
| STC             | <i>Standard Test Conditions</i>                                      |
| UEF             | Usina Eólico-Fotovoltaica  |
| UFV             | Usina Fotovoltaica   |
| UHE             | Usina Hidrelétrica   |
| UTE             | Usina Térmica  |
| VPL             | Valor Presente Líquido   |

## 1. INTRODUÇÃO

Em 2017, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) divulgou o estudo Avaliação da Geração de Usinas Híbridas Eólico-Fotovoltaicas [1], sendo o primeiro documento oficial elaborado por um órgão público brasileiro a respeito da hibridização de usinas eólicas e solares. Esta foi uma indicação significativa de que os técnicos do governo estavam dedicando atenção ao tema e, consecutivamente, foi possível estimar que o assunto tomaria cada vez mais espaço no setor elétrico nacional. Desde então, até a data da elaboração desta dissertação, a EPE já publicou outros dois estudos a este respeito, apresentados em [2] e [3], além de ter organizado uma reunião presencial apresentando visões de integrantes do mercado e aberta a questionamentos, ocorrida em 15/05/2019.

Entretanto, este assunto não é uma novidade no cenário mundial. Diversos países possuem um ambiente de negócios do setor elétrico consideravelmente mais avançado do que o brasileiro, como, por exemplo, EUA, Austrália, Índia e China. Os aspectos mais importantes referentes à hibridização de usinas destes países serão tratados na Seção 2.3.2.

Diante deste contexto, mostra-se fundamental pesquisarem-se ferramentas para analisar a viabilidade da implantação destes parques híbridos conectados à rede (Transmissão ou Distribuição), bem como discorrer sobre os problemas encontrados durante esta análise e possíveis implicações e alternativas decorrentes. Especificamente, um dos questionamentos que surgem de imediato é qual seria a combinação ideal de potência eólica e potência solar instaladas. Além disso, quais são os fatores mais importantes a serem considerados? O cenário brasileiro possui especificidades a considerar? O resultado da análise realizada para uma localidade será similar para outra localidade? Quais ferramentas devem ser usadas?

Este trabalho visa investigar algumas destas questões, mas mantendo-se a percepção de que o assunto é extenso e possui muito a ser explorado e analisado, principalmente devido às mudanças previstas para o setor elétrico brasileiro, como a implantação do Preço das Liquidações das Diferenças (PLD) horário prevista inicialmente para 2020 e adiada para janeiro de 2021 [4], alterações no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSO) [5] e o planejamento da continuidade dos projetos nucleares [6]. Soma-se ainda o fato de existirem diversos trabalhos internacionais tratando do assunto hibridização, como será ilustrado com mais detalhes no Capítulo 2. Destaca-se que,

embora parte destes estudos seja focada em sistemas de baixa potência (geração distribuída), há possibilidades de surgirem novos incentivos, ferramentas e tecnologias que ampliem os estudos similares direcionados para geração centralizada. Por fim, vê-se ainda que existe uma demanda reprimida por métodos de armazenamento de energia elétrica, levando a investimentos consideráveis nestas tecnologias (majoritariamente no exterior) [7], reforçada pela iminente implantação do PLD horário, o que gerará um cenário ainda mais complexo para o setor elétrico.

Focando-se na questão das Usinas Fotovoltaicas (UFVs) e Eólicas (EOL), é conhecido e bastante disseminado o fato de ambas terem como ponto fraco a variabilidade (variação representada estatisticamente pelo desvio padrão) dos recursos (sol e vento) e consecutivamente da geração de energia elétrica, que dificulta o planejamento e a operação do sistema. Entretanto, é possível inferir que a união das duas fontes em uma mesma usina poderia amenizar o problema, aumentando a probabilidade de que a energia gerada em conjunto seja menos variável. Portanto, de forma a contribuir para a evolução do assunto e do panorama indicado, os principais objetivos deste trabalho são:

- 1- Propor uma metodologia de otimização da potência eólica e solar instaladas em um parque híbrido, visando minimizar a variabilidade diária de geração de energia elétrica, considerando uma análise estocástica, utilizando o programa Microsoft Excel®, possibilitando a aplicação em qualquer ambiente empresarial. A metodologia será apresentada através de simulações aplicadas em duas localidades distintas: Bahia e Rio Grande do Norte.
- 2- Mostrar a aplicação e alguns benefícios da hibridização através de compartilhamentos possíveis de custos: instalação, terreno, O&M etc.
- 3- Mostrar a hibridização eólico-fotovoltaica em casos internacionais.
- 4- Sugerir uma alternativa para incentivar a hibridização nos leilões de energia do ACR com foco em reduzir a variabilidade diária da geração, indicando os benefícios para o sistema.

Para atender aos objetivos supracitados, foi necessária a execução das seguintes ações:

- 1- Detalhamento do problema em análise, mostrando a variação da geração eólica e solar ao longo do dia,
- 2- Levantamento bibliográfico de otimização em parques híbridos,

- 3- Levantamento da hibridização em casos internacionais: objetivos de cada país, problemas encontrados, situação atual etc.
- 4- Elaboração de uma metodologia para otimização da potência eólica e solar instaladas em parques híbridos visando minimizar a variação da geração diária.
- 5- Apresentação do status dos leilões de fontes renováveis no Brasil e os incentivos apontados pelas regras em vigor.
- 6- Apresentação dos dois estudos de caso de aplicação da metodologia proposta .
- 7- Apresentação de proposta de incentivo à redução da variabilidade nos leilões de energia no Brasil.

E para apresentar as ações acima, este trabalho foi organizado da seguinte forma:

O Capítulo 2 apresenta o conceito de hibridização de uma usina eólico-fotovoltaica, trazendo os tópicos principais de cada uma destas fontes separadamente, focando nos aspectos técnicos que serão fundamentais para a composição da usina híbrida. Por fim, a seção mostra os pontos mais relevantes dos Leilões de Energia organizados pelo governo referentes às duas fontes.

O Capítulo 3 apresenta a metodologia desenvolvida para alcançar o objetivo principal desta dissertação, onde são propostas as etapas para a otimização da relação entre potência eólica e solar em uma usina eólico-fotovoltaica, mostrando a configuração básica, a aplicação do Método de Monte Carlo (MMC) e as análises estatísticas e financeiras, culminando no processo de otimização propriamente dito a ser adotado.

O Capítulo 4 mostra a aplicação da metodologia em dois estados distintos: BA e RN, apresentando o processo e os resultados e apontando as observações mais importantes, propondo alguns pontos relevantes para o planejamento de leilões de energia híbrida.

O Capítulo 5 apresenta as conclusões mais importantes do estudo e aponta sugestões de trabalhos futuros visando o desenvolvimento do tema e o aprimoramento da metodologia proposta.

Durante o desenvolvimento desta dissertação de mestrado, foi elaborada uma publicação também na área da análise da inclusão de usinas híbridas no sistema elétrico:

- V. S. F. Antunes, B. S. Borba and B. H. Dias, "Analysis of the inclusion of wind-solar power plants in the planning of Brazilian electrical system," 2018 *Simposio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*, Niteroi, 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/SBSE.2018.8395717.

## 2. HIBRIDIZAÇÃO DE USINAS EÓLICAS E USINAS FOTOVOLTAICAS

Este capítulo apresenta um resumo teórico dos principais temas que constituem a base de conhecimento onde se apoia a otimização da variabilidade de usinas eólico-fotovoltaicas. As seções 2.1 e 2.2 reúnem os principais aspectos técnicos das usinas eólicas e das fotovoltaicas, respectivamente. A seção 2.3 reúne os pontos específicos mais importantes das usinas híbridas eólico-fotovoltaicas. Já a seção 2.4, mostra a modelagem matemática e o MMC que culminarão no processo de otimização proposto para as usinas eólico-fotovoltaicas. E, por fim, a seção 2.5 resume os aspectos mais importantes dos leilões de energia que abrangem as usinas eólicas e fotovoltaicas.

### 2.1. ASPECTOS FUNDAMENTAIS DAS USINAS EÓLICAS

Pode-se dizer que as usinas eólicas destinadas à geração de energia elétrica nasceram em 1888 [8], quando Charles Brush ergueu o primeiro cata-vento de 12kW com este propósito. Desde então, a tecnologia avançou muito, de forma que a maior turbina eólica atualmente chega a 12MW de potência elétrica e atinge 260m de altura [9].

Resumidamente, o funcionamento de uma turbina eólica é caracterizado pela absorção da energia cinética do vento pelas pás, que é transferida para o rotor, acoplado ao gerador elétrico. A potência cinética do vento é calculada pela (Eq. 1) [8].

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (\text{Eq. 1})$$

Em que:

- $P$  é a potência disponível do vento [W],
- $\rho$  é a massa específica do ar [ $\text{kg/m}^3$ ],
- $v$  é a velocidade do vento [m/s],
- $A$  é a área da seção considerada atravessada pelo vento [ $\text{m}^2$ ].

Frisa-se que, antes de atingir as pás do aerogerador, o vento sofre influência da altura, da rugosidade do terreno (vegetação, construções etc.) e do tipo de relevo, que pode acelerar ou desacelerar o vento. Além disso, há fatores como a temperatura e a altitude

que afetam a massa específica do ar, reduzindo a sua energia cinética e, conseqüentemente, seu potencial de geração.

O equipamento responsável pela conversão da energia cinética do vento em energia elétrica é o aerogerador. Na primeira etapa, a energia eólica é transformada em energia rotacional pela Turbina, composta principalmente de pás e eixo. De forma simplificada, a energia rotacional é então transferida para o gerador elétrico, que faz a última etapa da conversão de energia sofrendo perdas no processo (mecânicas e elétricas). A potência elétrica medida nos terminais do gerador elétrico do aerogerador tem um Rendimento que pode ser calculado conforme a (Eq. 2), apresentada em [8]:

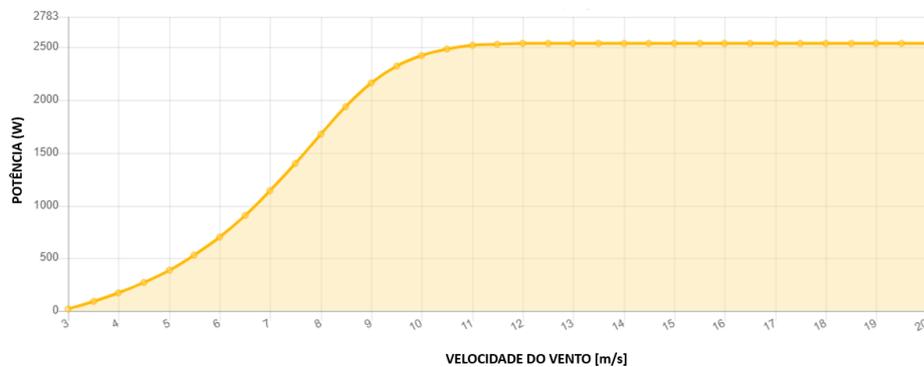
$$\eta = \eta_B \cdot \eta_A \cdot \eta_M \cdot \eta_G \quad (\text{Eq. 2})$$

Em que:

- $\eta_B$  é a rendimento teórico,
- $\eta_A$  é o rendimento aerodinâmico das pás,
- $\eta_M$  é o rendimento do multiplicador de velocidade,
- $\eta_G$  é o rendimento do gerador elétrico,

Mais detalhes a respeito dos rendimentos citados podem ser encontrados em literatura específica, como em [8].

Todo aerogerador possui uma curva de geração característica, que é uma das informações mais importantes e que varia conforme modelo e fabricante, sendo, em geral, uma informação confidencial para os modelos mais novos. Ela indica a variação da energia elétrica gerada conforme a velocidade do vento, dada uma determinada densidade do ar. A Figura 1 mostra o exemplo de uma curva característica do aerogerador, encontrada em [10].



**Figura 1 – Curva de Potência do aerogerador GE 2.5 – 120**

Durante a fase de negociação entre o empreendedor que implantará a usina eólica e o fabricante do aerogerador, este último fornece também uma Tabela de Potência com as velocidades do vento e as respectivas potências elétricas geradas para diversos valores de densidade do ar.

A potência elétrica gerada indicada na Curva de Potência e na Tabela de Potência devem sofrer descontos ainda da perda de toda a instalação elétrica até o ponto de medição da entrega de energia, como cabos de BT, de MT e AT, além de equipamentos como transformadores e filtros. Na fase de estudos de viabilidade, estas perdas devem ser estimadas, enquanto não existem definições exatas sobre a instalação elétrica, o que impossibilita o cálculo exato.

De posse dessas informações, o empreendedor poderá simular a geração esperada para um parque eólico, constituído de diversos aerogeradores, e então modelar o negócio, considerando a geração estimada e diversos fatores econômicos. Entretanto, a simulação do parque é bastante complexa, envolvendo programas computacionais caros e que exigem grande capacidade de processamento, onde o técnico deverá usar como entrada os dados do aerogerador e do terreno para fazer diversos cenários de posicionamento dos equipamentos, buscando a melhor solução construtiva e de geração elétrica, que vão refletir diretamente na modelagem do negócio.

Um dos fatores mais importantes a serem observados é comportamento do vento no local ao longo do ano e do dia. Geralmente, faz-se uma análise inicial de um Ano Típico e um Dia Típico. O primeiro representa as médias mensais da velocidade de vento, indicando-as para cada mês, conforme Figura 2 **Erro! Fonte de referência não encontrada.** O segundo representa as médias horárias de um dia em uma determinada escala. Por exemplo, a Figura 3 mostra um dia típico no mês, para cada mês. Já a Figura 4 indica um Mês Típico, indicando as médias diárias em cada mês.

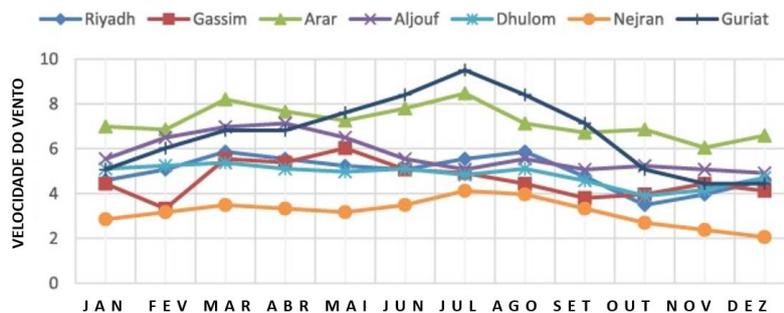


Figura 2 - Comportamento anual da velocidade do vento em algumas regiões da Arábia

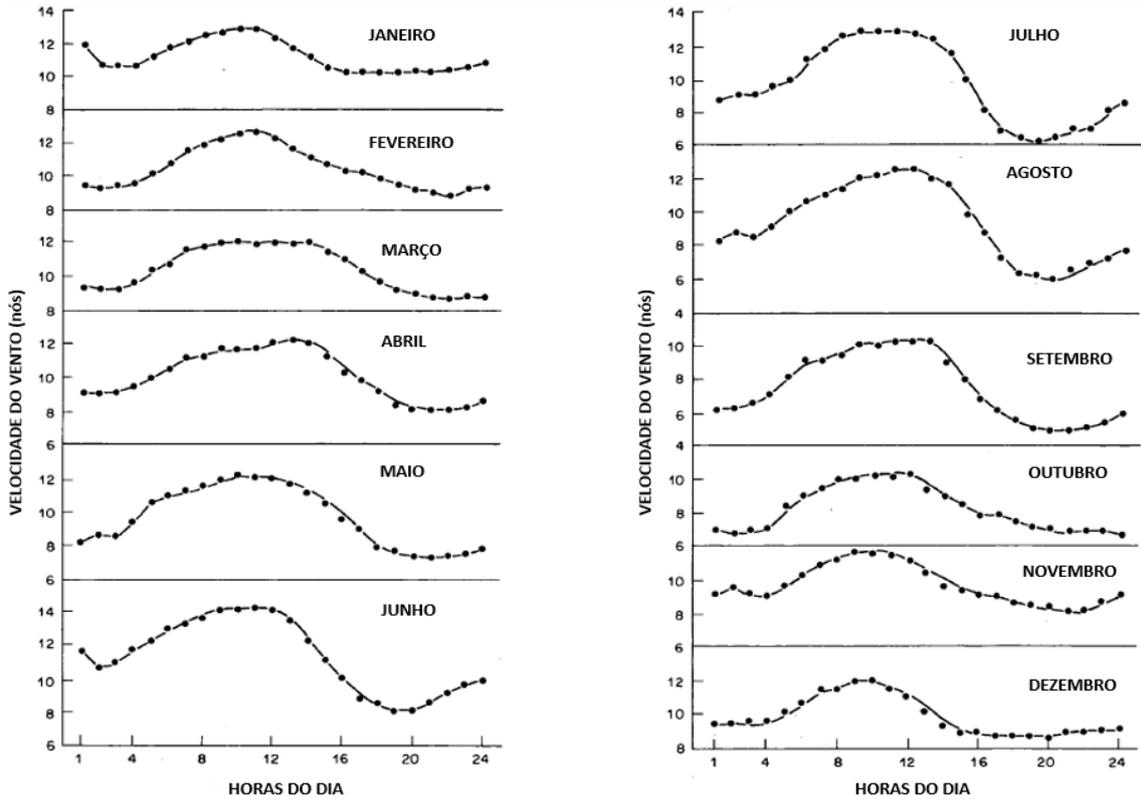


Figura 3 – Dias típicos por mês, exemplo do Bahrain

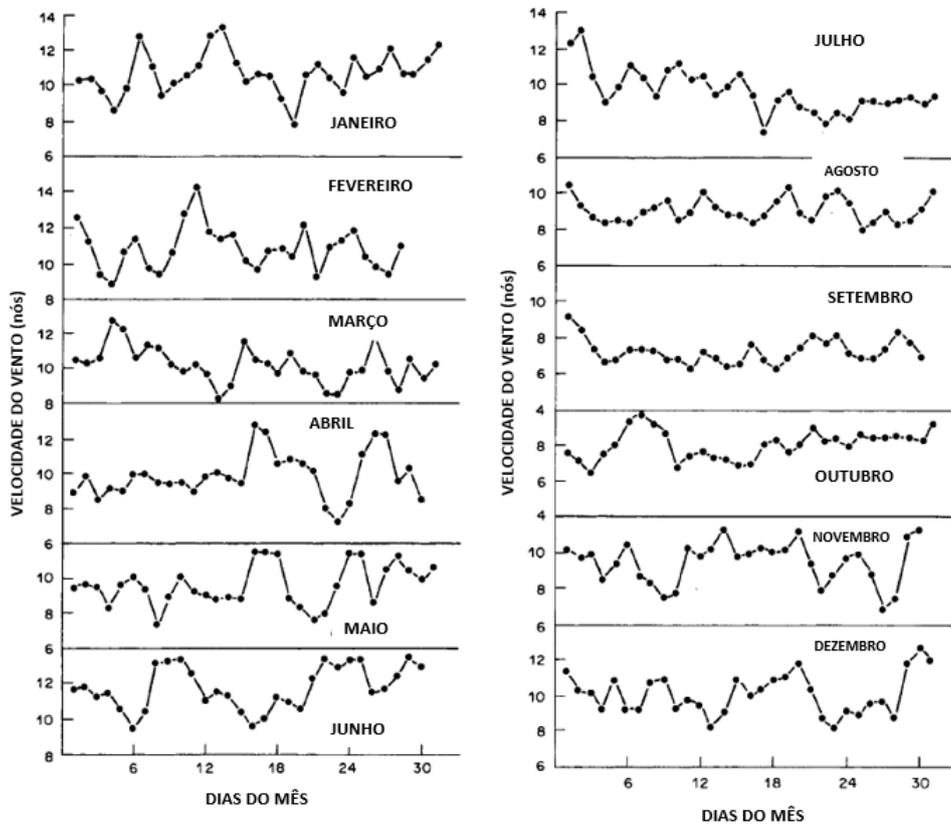


Figura 4 – Meses típicos, exemplo do Bahrain

De forma muito resumida, a metodologia para projetar um empreendimento de geração eólica pode ser resumida como segue, segundo [8]:

- 1- Escolha do local;
- 2- Medição do vento no local;
- 3- Estudo da medição do vento;
- 4- Especificação dos aerogeradores;
- 5- Definição da capacidade de geração;
- 6- Disposição dos aerogeradores;
- 7- Previsão da energia gerada;
- 8- Definição da conexão à rede elétrica;
- 9- Determinação dos investimentos;
- 10- Estudo de viabilidade econômica e financeira
- 11- Implantação do projeto.

Para o tema abordado neste trabalho, são de destaque especial os itens 1 a 4. Na escolha do local, observam-se os obstáculos, rugosidade e geologia do terreno, restrições ambientais, acesso físico, acesso à rede elétrica etc. Na medição do vento, ressaltam-se a escolha da torre e dos equipamentos de medição e a necessidade de uma instalação executada corretamente e do acompanhamento das medições através de inspeções, manutenções e análises prévias adequadas. Quanto ao estudo dos ventos, devem ser realizadas análises e tratamentos estatísticos, buscando detalhar o comportamento do vento em diversas altitudes de interesse e em diversos horizontes de tempo. Por fim, a especificação do aerogerador envolve definir tecnologia, modelos (altura, tamanho das pás, potência), transporte, custos de instalação e operação e manutenção etc.

O item 4, especificação dos aerogeradores, e as etapas seguintes, na prática, acabam por serem revisitadas diversas vezes, criando um looping até definir a melhor solução, já que devem ser analisados diversos cenários com modelos diferentes de aerogerador, posicionamento, previsão de geração e consequentes análises financeiras em busca da melhor relação custo-benefício. Estas etapas são bastante complexas e demandam muita experiência da equipe de analistas.

Buscou-se nesta seção resumir os aspectos mais importantes da energia eólica a serem utilizados neste trabalho. No entanto, a teoria e as técnicas deste campo de estudo são indescritivelmente vastos e são abordados em incontáveis livros e publicações, como [11] e [12]. Este nível de aprofundamento não é parte do escopo deste trabalho.

## 2.2. ASPECTOS FUNDAMENTAIS DAS USINAS FOTOVOLTAICAS

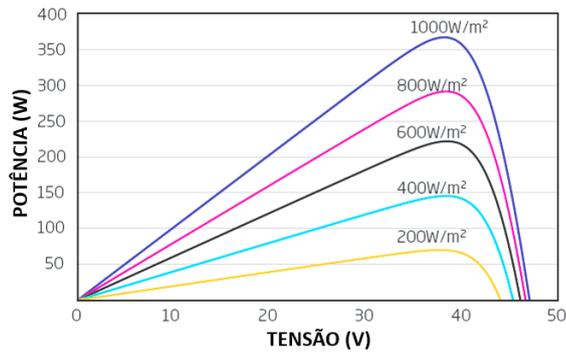
Em [13] é indicado que o primeiro dispositivo fotovoltaico funcional fabricado intencionalmente data de 1883 e foi criada por Fritts, composta de Selênio e Ouro, com cerca de 30cm<sup>2</sup>. Ainda segundo [13], a era moderna dos dispositivos fotovoltaicos começou em 1954 quando pesquisadores do Bell Labs nos Estados Unidos descobriram acidentalmente que diodos de junção *pn* geravam uma tensão quando as luzes da sala eram acesas. No ano seguinte, o Bell Labs incrementou aquela tecnologia, assim como diversos outros laboratórios o fizeram, utilizando diversos materiais e elementos químicos, todos na faixa de 6% de eficiência na conversão de energia.

Desde então, houve avanços significativos na tecnologia e nos materiais, mas ainda sem haver uma dominância plena de nenhum deles. O dispositivo conversor fotovoltaico é chamado de célula fotovoltaica e a eficiência de conversão dos equipamentos vendidos comercialmente encontra-se em torno de 22%, ressaltando-se que as pesquisas por novos materiais e tecnologias que aumentem este valor continuam sendo realizadas pelos diversos fabricantes no mundo [14].

A transformação da energia emitida pelo sol em energia elétrica se dá pelo Efeito Fotovoltaico. Este efeito ocorre quando os fótons oriundos do sol são absorvidos pelas Células Fotovoltaicas, excitando os elétrons nelas contidos direcionando-os para uma carga, gerando a corrente elétrica. Os detalhes deste processo não são parte do objetivo deste trabalho e pode ser melhor estudado em [13].

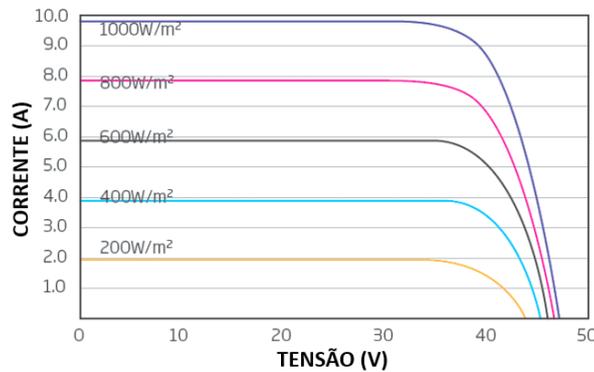
O conjunto de células organizadas de forma a gerarem energia elétrica em conjunto é chamado de Módulo Fotovoltaico ou Painel Fotovoltaico. Estes módulos são fabricados com diversas tecnologias e materiais, com vantagens e desvantagens, não sendo parte do objetivo deste trabalho detalhá-los. Entretanto, há características importantes sobre os módulos que devem ser ressaltadas.

Uma das características fundamentais dos módulos é a sua Curva de Potência, que relaciona o nível de irradiação ao qual o módulo está exposto, a tensão de operação e a potência gerada, conforme exemplo apresentado na Figura 5.



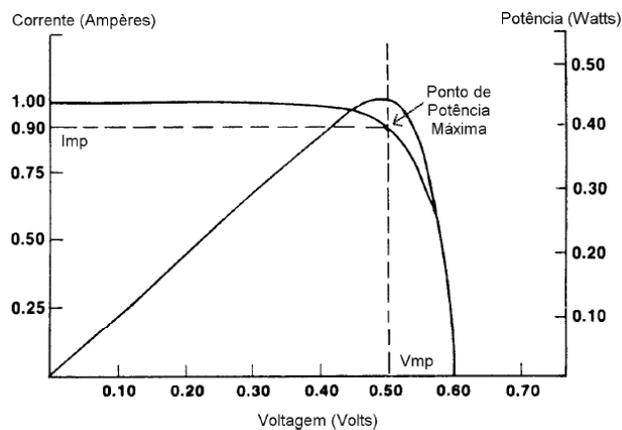
**Figura 5 – Curva de Potência indicada em datasheet de um módulo fotovoltaico [Anexo 1]**

Outra característica fundamental é a Curva IV (Corrente-Tensão), que mostra a relação entre a irradiação, a corrente e tensão nos módulos, conforme exemplificado na Figura 6.



**Figura 6 - Curva de IV indicada em datasheet de um módulo fotovoltaico [Anexo 1]**

A análise das duas curvas anteriores são fundamentais para o Rastreamento do Ponto de Potência Máxima (MPPT) realizado pelos inversores de frequência do parque visando a otimização do uso dos módulos.

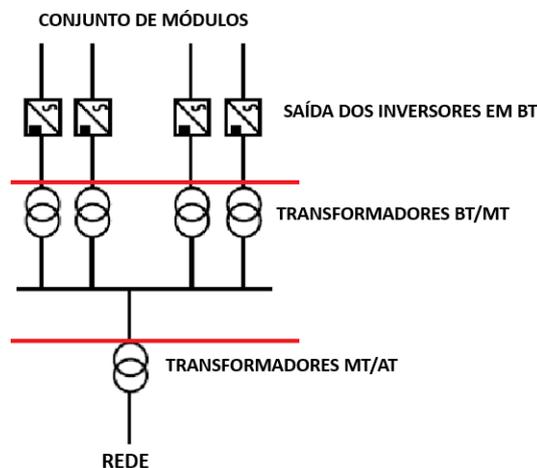


**Figura 7 – Exemplificação de Rastreamento de Ponto de Potência Máxima (MPPT) [15]**

Além dos módulos solares, um parque solar é composto por diversos outros equipamentos fundamentais para a entrega da energia em um formato consumível, ou seja, com características elétricas que obedeçam às regras da regulação vigente. Em suma, um parque solar é composto principalmente por:

- Painéis solares, cujo conjunto é chamado de *String*,
- Cabos de BT,
- Inversores de frequência, que fazem a conversão CC-CA,
- Transformadores de BT/MT,
- Cabos de MT,
- Subestação, com transformadores de MT/AT e demais equipamentos de manobra,
- Cabos de AT.

Esta sequência representa resumidamente as etapas seguidas pela energia elétrica gerada nos painéis até a chegada no seu ponto de conexão e pode ser visualizada na Figura 8. É neste “trajeto” que ocorre parte das perdas elétricas.



**Figura 8 – Exemplo de diagrama unifilar simplificado de uma planta solar [Adaptado de [16]]**

Entretanto, existem diversas outras perdas de energia consideradas na estimativa de geração de um parque solar: Nível de incidência abaixo do limiar, Sombreamento horizonte, Sombreamento Interno, Angulares, Sujeira, Nível de irradiância, Temperatura, Tolerância sobre a potência nominal dos módulos, Degradação Inicial (LID), *Mismatch*,

Ôhmicas na cablagem, Eficiência do inversor, Sobrepotência DC/AC, Degradação anual dos módulos ao longo do período contratual, Indisponibilidade programada, Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF), Perdas elétricas após o inversor e outras perdas.

Estas perdas energéticas são dadas em percentual e devem ser estimadas conforme a experiência do analista em relação a cada caso. Um exemplo que influencia a definição destes parâmetros é a localidade do parque, que afeta principalmente o índice de sujeira e a temperatura diretamente.

As seguintes perdas são dignas de destaque especial:

- Ôhmicas na cablagem, eficiência no inversor e perdas elétricas após o inversor: perdas elétricas características dos equipamentos e materiais utilizados na composição do parque solar.
- Sujeira: relação direta com o terreno do parque, terrenos vizinhos, indústrias vizinhas, proximidade com o mar, rota de pássaros etc. Também é afetada diretamente pela filosofia de limpeza dos módulos que será implantada.
- Sombreamento interno: referente às características do projeto e das proximidades com outros equipamentos e construções que poderão sombrear os módulos.
- Degradação LID: degradação ocorrida já nas primeiras horas de exposição do módulo ao sol, reduzindo sua capacidade de geração em relação à capacidade quando produzido e embalado na fábrica. Normalmente, esta degradação possui uma referência máxima garantida pelo fabricante.
- Temperatura: a alta temperatura afeta significativamente a capacidade de produção de um painel solar
- Degradação anual dos módulos: além da degradação LID, os painéis passam por uma degradação natural ao longo dos anos, reduzindo sua capacidade de geração. Esta perda de energia é percentual e deve ser considerada principalmente na modelagem financeira, pois os demais fatores podem ser considerados fixos, enquanto esta é acumulativa no decorrer dos anos, porém normalmente sujeita a um valor máximo garantido pelo fabricante.

As perdas citadas devem ser consideradas na estimativa de produção do parque e juntas compõem um fator de referência fundamental em um parque solar: o Desempenho Global, também chamado de PR – *Performance Ratio*, que indica o aproveitamento

percentual da energia solar que se transforma em energia elétrica, desde a sua transformação ocorrida nas células fotovoltaicas até o seu ponto de entrega no sistema elétrico.

Além das perdas de energia características citadas, existe a possibilidade de aumentar a energia gerada e aproveitada no parque solar através do uso de *Trackers* (Rastreadores) e MPPTs (Rastreamento do Ponto de Potência Máxima). Apesar do termo rastrear ser comum aos dois, ambos têm funções diferentes, mas o objetivo final é o mesmo: aumentar a potência gerada. O primeiro é um equipamento cuja função é rastrear a posição do sol com o objetivo de girar o módulo e manter o seu plano sempre perpendicular à direção dos raios solares, enquanto o segundo é um dispositivo inteligente instalado no inversor de frequência que tem o objetivo de manter a tensão e a corrente geradas pelos módulos no nível ótimo, onde se gera a máxima potência, conforme já indicado na Figura 7. De uma maneira mais precisa, os *Trackers* incrementam a potência em até 29% [17], já o MPPT busca garantir que os módulos operem de forma a gerar a potência máxima característica dada uma incidência solar, em outras palavras, o MPPT busca “não perder” a geração de energia possível de ser atingida com os equipamentos e as condições ambientais.

Os parágrafos anteriores mostraram resumidamente parte dos itens a serem considerados na etapa de estimativa de geração de energia. Os cálculos destas estimativas são bastante complexos e, naturalmente, dependem também da disposição dos módulos no terreno, da simulação de obstáculos próximos como construções, montanhas etc., bem como da modelagem dos equipamentos, onde cada modelo de cada fabricante possui características e influências diferentes na geração final do parque. Por isso, para a melhor representação e execução dos cálculos para a estimativa de geração e, conseqüentemente, da viabilidade inicial do parque, usam-se programas computacionais, onde o PVSyst® é um dos mais adotados.

A metodologia para projetar um empreendimento de geração solar centralizada pode ser resumida de forma similar às usinas eólicas:

- 1- Escolha do local;
- 2- Medições locais (irradiação direta, difusa, temperatura, vento, etc.);
- 3- Estudo das medições;
- 4- Especificação do parque solar;
- 5- Definição da capacidade de geração;

- 6- Previsão da energia gerada;
- 7- Definição da conexão à rede elétrica;
- 8- Determinação dos investimentos;
- 9- Estudo de viabilidade econômica e financeira
- 10- Implantação do projeto.

Este trabalho encontra importância especial nos itens 1 a 4, pelos mesmos motivos já citados no item 2.1. Cabe ressaltar, entretanto, que o vento tem relevância significativa na especificação de um parque solar, afetando a definição das fundações e das estruturas de sustentação dos módulos para que suportem as condições do vento local, implicando diretamente no custo. Além disso, as condições de vento influenciam na dissipação do calor nos módulos, contribuindo para a redução da temperatura e consequente aumento capacidade de geração. Apesar da importância, a condição de vento geralmente não é condição excludente da escolha do local de implantação, salvo em caso de rajadas de vento incomuns que possam inviabilizar o projeto.

Por outro lado, destacam-se duas condições que podem inviabilizar a escolha de um local de implantação de um parque solar: a topografia e a geologia local. Ambas merecerem atenção especial, pois uma topografia irregular pode implicar em serviços de terraplanagem de custo muito elevado, bem como um tipo de solo muito rochoso, por exemplo, pode requerer fundações especiais que também impactarão de forma significativa no custo.

E, também de forma análoga às usinas solares, a etapa 4 e as seguintes tenderão a formar um looping até a conclusão sobre a melhor solução, já que devem ser analisados diversos cenários com modelos diferentes equipamentos (placas, inversores, transformadores etc.), layouts, previsão de geração e consequentes análises financeiras em busca da melhor relação custo-benefício, o que também demanda grande experiência do analista, bem como habilidades no uso do PVSyst® ou programas análogos.

O objetivo deste item foi citar as principais características do parque solar que serão importantes na montagem da metodologia que é objetivo fim deste trabalho, sem a intenção de detalhar ou aprofundar conhecimentos tão específicos como os que envolvem a ciência da geração através da energia solar. Conhecimentos mais aprofundados podem ser encontrados em [13].

### 2.3. ASPECTOS FUNDAMENTAIS DAS USINAS HÍBRIDAS EÓLICO-FOTOVOLTAICAS

O objetivo primário da hibridização entre UFVs e EOLs é a busca pela complementaridade ideal entre elas, de forma que a primeira possa gerar energia quando a segunda estiver produzindo menos energia, tanto numa escala horária, quanto diária e mensal, visando manter a geração com a menor variação possível (reduzir a variabilidade). Embora este cenário ideal não seja possível de ser plenamente alcançado apenas com estas duas fontes, busca-se o resultado que estatisticamente se mostre mais provável de se aproximar deste ideal.

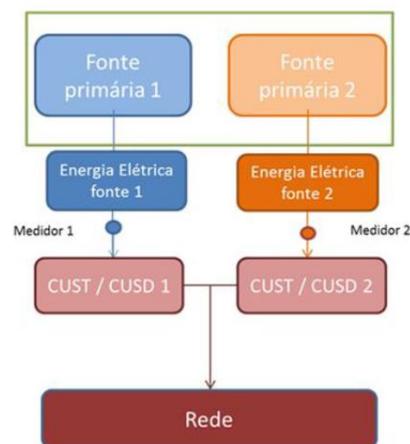
Outro objetivo fundamental da hibridização é o aproveitamento das instalações, equipamentos, terrenos, infraestrutura de obras, equipes de O&M etc.

Algumas indicações a respeito do potencial de hibridização das fontes eólica e solar podem ser encontradas em [18], um artigo que realiza uma revisão bibliográfica de 41 artigos publicados desde 2009 até 2019 que tratam da hibridização majoritariamente entre eólica e solar em diversas regiões do mundo: 15 na Europa, 17 nas Américas, 7 na Ásia e 2 com foco global. Este artigo mostra que as técnicas utilizadas para tais análises são, na maioria, estatísticas e aplicadas principalmente para avaliar a complementaridade dos recursos: 17 usaram coeficiente de correlação como métrica, 6 usaram desvio padrão e 18 usaram técnicas diferentes.

É possível afirmar que a primeira publicação de grande influência apresentada no Brasil tratando da hibridização foi elaborada em 2017 pela Empresa de Pesquisa Energética [1]. A empresa apresentou uma proposta para avaliação de UEFs (Usinas Eólico-Fotovoltaicas), sob o ponto de vista energético e com base em estudos de caso para 5 diferentes localidades e diferentes configurações, analisando-se a complementaridade em vários níveis. O estudo concluiu que a complementaridade entre as fontes depende de diversas variáveis e tem grande impacto causado pela sazonalidade dos recursos e das características técnicas. Concluiu também sobre a importância de uma análise discretizada para a estimativa do “*Curtailment*” (corte de geração). Concluiu ainda a importância de ser analisado caso a caso, devido às condições locais de vento e irradiação solar, bem como a configuração dos parques. O estudo não abordou questões regulatórias ou econômico-financeiras.

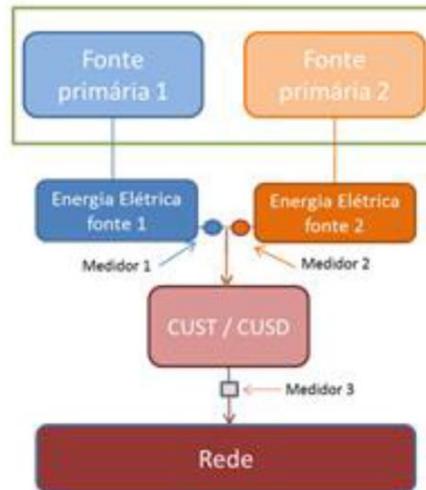
Já em 2018, a EPE apresentou um estudo complementar com um enfoque diferente, a Nota Técnica “Usinas Híbridas - Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento” [2], trazendo uma discussão mais ampla e conceitual sobre os arranjos que integram as diferentes fontes energéticas, sem restrição às eólicas e solares. Além disso, discutiu para cada arranjo os benefícios, limitações e barreiras técnicas, normativas, regulatórias e comerciais-contratuais. Desta nota técnica, podem-se destacar as definições criadas sobre os arranjos de hibridização: Usinas Híbridas, Associadas, Adjacentes e Portfólios, conforme a seguir.

- Usinas Adjacentes: usinas próximas, podendo inclusive utilizar o mesmo terreno as mesmas instalações de interesse restrito, que pode ser subdimensionada visando aproveitar a complementaridade das fontes, porém, cada uma tem o seu CUSD/CUST (Contrato de Uso do Sistema de Distribuição/Transmissão). Este arranjo já é adotado por parques eólicos associados em complexos e pode ser representado conforme a Figura 9:



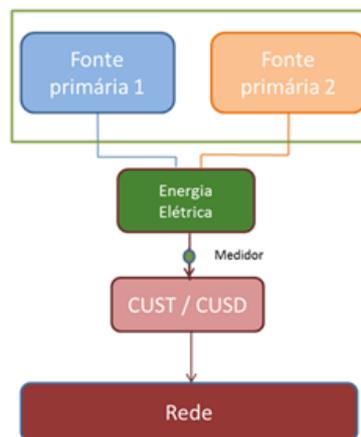
**Figura 9 – Usinas Adjacentes [2]**

- Usinas Associadas: similar às Adjacentes, podendo, entretanto, compartilhar fisicamente e contratualmente a infraestrutura de conexão e acesso à Rede Básica ou de Distribuição. Assim, duas usinas associadas contratariam menos capacidade de uso da rede do que a soma das potências nominais dessas duas usinas, como representado na Figura 10.



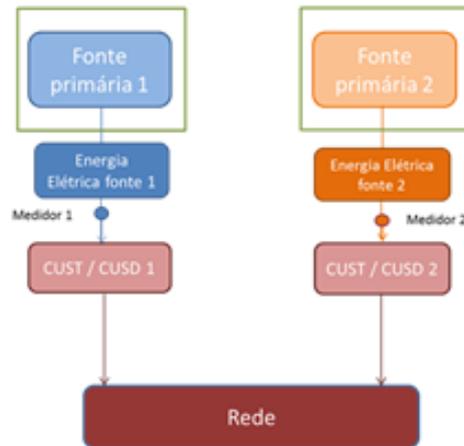
**Figura 10 - Usinas Associadas [2]**

- Usinas Híbridas: similar às anteriores, porém as distintas fontes se combinam ainda no processo de produção de energia elétrica, como por exemplo uma usina fotovoltaica que compartilha os conversores dos aerogeradores, dispensando o uso dos inversores de frequência exclusivos. Em suma, este é o caso em que não é possível distinguir qual fonte primária produziu a energia elétrica. Um esquemático representando este arranjo pode ser visto na Figura 11.



**Figura 11 - Usinas Híbridas [2]**

- Portfólios Comerciais: diferente das anteriores nos quesitos proximidade e compartilhamento de equipamentos e instalações, que podem ser dispensáveis. A natureza dessa composição é apenas comercial-contratual, visando reduzir exposições a preço de curto prazo.

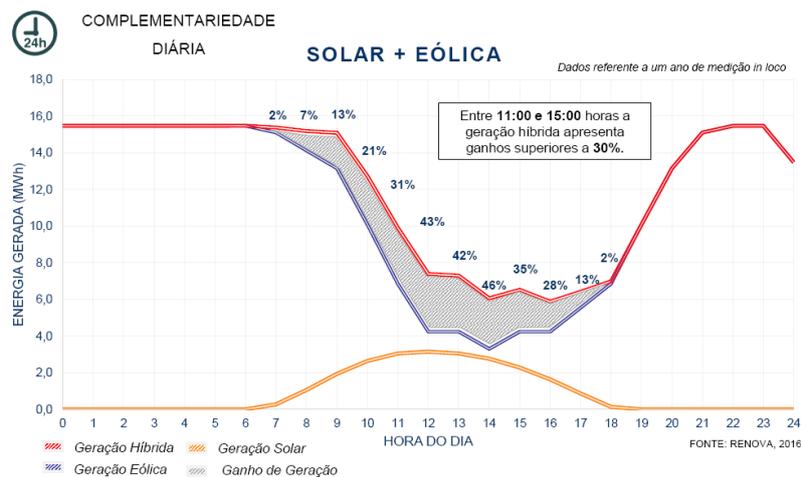


**Figura 12 – Portfólios Comerciais [2]**

Este trabalho tem o seu foco nas Usinas Associadas, segundo a definição da EPE. Apesar disso, neste trabalho optou-se por manter o termo “Usinas Híbridas” em lugar do termo “Usinas Associadas”, já que este termo precede em muito a proposta da EPE, conforme é possível verificar na literatura referente ao assunto.

### 2.3.1. Usina Eólico-Fotovoltaica no Brasil

No Brasil, a primeira UEF foi inaugurada ao final de 2015 em Tacaratu-PE, pela ENEL Green Power [19]. Foi instalada inicialmente uma EOL de 80MW, chamada “Fonte dos Ventos”, iniciando a sua operação ao final de 2014, com 34 aerogeradores. No final de 2015, a empresa inaugurou as UFVs, de 11MWp, chamados “Fonte Solar I e II”, criando de fato uma UEF. Pode-se visualizar a complementaridade diária existente entre a geração eólica e a solar, referente ao Parque Caetitê, conforme indicado em [19] e representado na Figura 13.



**Figura 13 - Curva de Geração da UEF Caetitê [19]**

Também é digno de nota o lançamento por parte da ANEEL, em junho de 2019, de uma Consulta Pública [20] visando colher informações para subsidiar elaboração de proposta de norma sobre o estabelecimento de usinas híbridas. Foram realizadas diversas contribuições por 20 empresas diferentes presentes no cenário brasileiro e até a data de elaboração deste trabalho não foram publicadas pela ANEEL conclusões a respeito. Entretanto, somando-se aos exemplos indicados neste subitem e os documentos elaborados pela EPE citados na introdução do item 2.3, este é mais um sinal claro da propagação da ideia de hibridização de usinas, fortalecendo a importância e a atualidade do presente trabalho.

### 2.3.2. Usinas Eólico-Fotovoltaicas no mundo

Em [3], são apresentadas as situações da hibridização em diferentes países que se destacam no contexto: Índia, Austrália, Estados Unidos, Reino Unido e China.

É mostrado que a Índia se destaca na avaliação dos sistemas híbridos, principalmente por problemas de disponibilidade de terreno e de infraestrutura de conexão. Destaca-se a Política Nacional de Geração Híbrida Eólico-Fotovoltaica lançada em maio de 2018, além de uma política estadual própria lançada no estado de Gujarat em junho de 2018, com maior detalhamento da regulação e dos incentivos aos projetos híbridos.

Ainda na Índia, tão logo estabeleceu-se a política nacional, tentou-se realizar um leilão para contratação de projetos híbridos, porém com diversos adiamentos devido à

falta de interessados, de forma que os investidores acusaram como causa o baixo preço-teto e o temor pelo aumento dos custos do projeto devido às tarifas de importação. Já em dezembro de 2018 houve alteração de demanda e preço-teto, onde foram contratados 840MW de 1200MW demandados. A tarifa contratada foi próxima do limite, em torno de US\$38,00/MWh, contra US\$34,34/MWh para as UFVs e US\$38,84/MWh para as eólicas contratados no leilão ocorrido 3 meses antes. Houve críticas por parte de analistas pela baixa concorrência e oferta abaixo da demanda, além das críticas dos agentes devido às baixas tarifas ofertadas.

No primeiro semestre de 2019 aconteceu um segundo leilão com igual demanda, havendo oferta de apenas 900MW, cuja causa é o baixo preço-teto, segundo declaração de investidores [3]. Já no segundo semestre do mesmo ano, foi marcado outro leilão de 1200MW de demanda [21].

Em suma, a Índia claramente ainda busca uma forma de equilíbrio para os preços-teto dos leilões que possa agradar aos investidores.

Foi publicado na Austrália um estudo contratado pela ARENA (Agência Australiana de Energias Renováveis) que indicou economias de 3% a 13% ao implementar uma UFV junto a uma EOL já instalada em vez de em um novo local, podendo alcançar uma economia na manutenção que varia de 3% a 16%. O mesmo estudo apontou que o *curtailment* não possui uma regra geral em relação a uma UFV instalada separadamente, dependendo apenas do comportamento dos recursos no local. Destacou, ainda, que cada caso de hibridização deve ser analisado individualmente e que sofre grande influência em relação ao preço do mercado spot de cada período.

Ainda em [3] é mostrado que a ARENA financiou 40% do investimento em uma UFV de 10MW (operando desde 2017) a ser instalada junto a uma EOL de 165MW chamada Gullen Range Wind Farm. O projeto recebeu muitas críticas devido ao montante financiado, catalisadas pelo fato de o custo da UFV ter sido 20% superior à média, apesar de ter sido anunciada uma redução de 20% dos custos devido à hibridização.

É mostrado, por fim, o anúncio realizado em 2017 do projeto Kennedy Energy Park, sendo 15MW da UFV e 43,2 da EOL, além de baterias íon-lítio de 2MW/4MWh, onde é estimado um *curtailment* entre 2% e 3%.

Nos Estados Unidos são encontrados casos de UFVs e EOLs adjacentes, como os projetos California Pacific Wind (140MW), Oasis Wind (60MW) e Catalina Solar (143MWp), da empresa EDF Renewables [3].

No estado de Minnesota existe um imbróglgio judicial envolvendo investidores e a distribuidora local a respeito do custo evitado a esta última, fator este que é a base para o preço de energia a ser pago ao gerador em projeto de GD [3]. Trata-se de um projeto híbrido conforme conceitos da EPE que adiciona 1MWp a uma EOL de 4,6MW (*Red Lake Falls Project*) usando a tecnologia WISE (*Wind Integrated Solar Energy*) da empresa GE, dispensando o uso de inversores fotovoltaicos.

No Reino Unido, a empresa sueca Vatenfall instalou uma UFV de 5MW junto a uma EOL de 8,4MW no País de Gales (*Parc Cynog Wind/Solar Farm*) que opera desde abril de 2016 [3]. A empresa relata que o a complementaridade diária dos recursos tem apresentado bom desempenho e que o *curtailment* é alocado na UFV devido à maior simplicidade técnica. Este projeto foi subsidiado por um programa chamado *Renewable Obligation* que foi interrompido em 2017. O fim deste incentivo afetou a competitividade dos projetos fotovoltaicos e inviabilizou projetos similares, apesar das eventuais reduções de custo. Relata-se que há empresas estudando adicionar baterias às suas EOLs em vez de UFVs.

Em 2012, as empresas chinesas State Grid e BYD inauguraram uma UEF na cidade de Hebei [10]. São 100MW da EOL, 40MW da UFV e 36MWh de baterias íon-lítio instalados com o objetivo de estudar a aplicação da bateria para estabilização da produção. Tem-se ainda a expectativa de ampliação para 500MW da EOL, 100MW da UFV e 110MW de baterias de diferentes tecnologias, com investimento estimado em 2 bilhões de dólares. Há pouca informação disponível sobre os resultados deste projeto.

A partir destes exemplos apresentados em [3], pode-se perceber que há avanços em outros países em relação ao cenário brasileiro, entretanto, todos estes países aparentam estar passando por situações compreensíveis para uma fase inicial de inclusão de novas tecnologias/filosofias que afetam grandes sistemas. Entretanto, o Brasil pode e deve observar atentamente o desenrolar da situação nestes países pioneiros e buscar aprender com os erros lá ocorridos e adaptá-los à realidade brasileira visando reduzir os riscos para o nosso sistema.

### 2.3.3. Custos envolvidos em uma Usina Eólico-Fotovoltaica

É esperado que os custos de uma UEF sejam similares aos de uma EOL e uma UFV, da mesma forma que é natural que se estime algumas reduções de custo devido à

hibridização, ou seja, é possível estimar que há compartilhamento e consequente redução de custos, assim como consequentes perdas de energia devido à influência entre as usinas, que também reflete nos custos da UEF.

Em [23], o autor apresentou um caso onde foram verificadas e calculadas as perdas na geração eólica causadas pela presença do parque solar, cerca de 1,5%, e as perdas na geração solar causadas pela presença dos parques eólicos, cerca de 1,6%. Pode-se inferir que estas perdas são causadas devido à sombra, perda da velocidade do vento, aumento da temperatura de operação dos painéis solares etc. Estes valores serão considerados nos cálculos deste trabalho e serão devidamente indicados em 2.3.4.

Quanto ao aspecto econômico, as referências [24], [25] e [26] indicam de forma qualitativa as vantagens alcançáveis no caso de implantação dos parques híbridos, como compartilhamento de terreno, movimentação de obra, custos de construção, custos de instalações de transmissão (subestações e linhas de transmissão) etc. Também tratam das vantagens que poderiam ser significativas se a legislação e a regulamentação atuais fossem adaptadas para facilitar este tipo de empreendimento, como a realização de estudos e programas socioambientais, licenciamentos etc. É possível inferir também que tende a existir uma redução do risco do financiamento do empreendimento devido à redução da dependência de uma única fonte.

Além disso, é de grande importância os valores de referência indicados em [27], conforme a Tabela 1.

**Tabela 1 – Valores de implantação e de O&M adotados como referência**

| <b>Itens</b>                         | <b>Valor p/ EOL</b> | <b>Valor p/ UFV</b> |
|--------------------------------------|---------------------|---------------------|
| Custo de Investimento (x 1000R\$/MW) | 6.647,20            | 4.443.62            |
| Custo O&M fixo (x 1000R\$/MW/ano)    | 474,80              | 82,67               |

Os valores da Tabela 1 foram adaptados de [27] considerando:

- IPCA de 11-2015 a 08-2019 igual a 18,7% para a EOL (conforme datas referenciadas na fonte e a data de elaboração dos cálculos)
- IPCA de 08-2018 a 08-2019 igual a 3,3% para a UFV (conforme datas referenciadas na fonte e a data de elaboração dos cálculos)
- Câmbio de US\$ 1,00 = R\$ 4,00.

- Custo de O&M eólico alterado para 100,0 US\$/kW/ano, visando maior aderência aos valores de mercado, e então corrigido conforme dólar e IPCA.
- Custo de O&M solar alterado para 20,00 US\$/kW/ano, visando maior aderência aos valores de mercado, e então corrigido conforme dólar e IPCA.
- Custo de Implantação eólico alterado para 1400,00 US\$/kW, visando maior aderência a valores de mercado, e então corrigido conforme dólar e IPCA.
- Custo de Implantação solar alterado para 1075,00 US\$/kW, visando maior aderência a valores de mercado, e então corrigido conforme dólar e IPCA.

Além destes valores, para calcular as vantagens advindas da união das fontes solar e eólica em um parque híbrido, foram estimadas porcentagens de compartilhamento de custos. É importante ressaltar a dificuldade de obtenção das informações referentes aos custos dos componentes mais importantes dos empreendimentos, principalmente referente aos custos de uma UFV, dada a sua recente ascensão no cenário brasileiro.

Tem-se ainda que o custo do terreno e de ações socioambientais de uma EOL equivalem em média a 3% do seu custo de investimento [27]. Neste trabalho, a parcela de compartilhamento do terreno entre os parques será chamada de *hI* e será adotado o valor de 80%, admitindo-se que os aerogeradores costumam estar afastados de tal forma que permitam uma alta quantidade de painéis locados no mesmo terreno, assim como em [27].

O custo de manutenção de uma usina solar foi baseado na tabela 3.3 da referência [28], conforme a Tabela 2 **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, onde apenas a segunda e a terceira linha são de interesse deste trabalho.

**Tabela 2 - Sumário dos custos de manutenção de usinas fotovoltaicas nos EUA.**  
 [Traduzido e adaptado de [28]]

| Tipo de sistema<br>(Referência)  | Período de<br>coleta de<br>dados de<br>O&M | O&M<br>Programada  | O&M Forçada   | Custo anual do<br>O&M como<br>percentual do<br>custo do<br>sistema<br>instalado |
|--|--|--|---|---|
| Comercial<br>conectado à rede,<br>Rastreio<br>Horizontal<br>(Moore et al.<br>2005) | 1998-2003                                  | Inversores foram a ocorrência primária; a maioria dos sistemas precisaram de ajustes dos inversores durante os 6 primeiros meses após a instalação, após o qual os inversores geralmente operaram bem. A minoria da manutenção foi devido aos módulos. A manutenção dos componentes do <i>tracker</i> foi alta no início, mas reduziu com o tempo. |   | 0,35%   |
| Geração em<br>escala industrial,<br>Fixo (Moore and<br>Post 2007)                  | 2001-2006                                  | Corte de<br>vegetação nativa,<br>inspeção visual<br>dos conjuntos de<br>módulos e<br>equipamentos<br>elétricos menores   | Custos por categoria:<br>inversores (59%),<br>aquisição de dados<br>(14%), Desconexões do<br>lado CA (12%), sistema<br>(6%), módulos (6%),<br>junção dos módulos (3%) | 0,12%   |

De acordo com a Tabela 2, a maior parte dos custos de manutenção é relacionada aos inversores de frequência (um tipo específico de conversor), sempre presentes nas usinas solares, o que equivale a 59% do custo de manutenção. Como as EOL também possui conversor, este equipamento possui um potencial grande de compartilhamento.

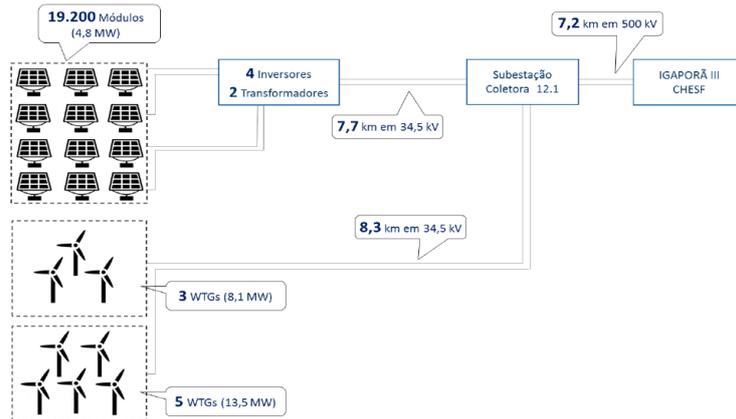
Pode ser considerado ainda que as manutenções necessárias ao terreno de uma UFV são similares às manutenções de um terreno de uma EOL.

A parcela de compartilhamento do custo de manutenção de uma solar com a eólica será chamada de  $h_2$  e pode variar de 0 a 1. Pode-se considerar também que outros custos descritos na Tabela 2 tem potencial de compartilhamento, mas devido às incertezas e escassez de informações e para efeito da análise aqui realizada, estima-se que 50% ( $h_2=0,5$ ) de compartilhamento seja um fator bastante razoável, como indicado em [27].

Em uma EOL tem-se cerca de 10% do seu custo total devido à transmissão [27]. Parte desse valor é referente às linhas de distribuição internas à EOL, bem como aos filtros

harmônicos muitas vezes necessários na subestação de uma EOL, diferentemente das UFVs, que usam a tecnologia de filtro de harmônico internamente ao Inversor. Assim, estima-se que a transmissão equivalha a 6% do valor total da implantação da UFV, conforme adotado também em [27].

Porém, é necessário estimar o quanto de um sistema de transmissão as duas usinas podem compartilhar. Tendo-se como referência [19], um sistema de transmissão típico para uma usina híbrida pode ser visto na Figura 14.



**Figura 14 - Arranjo da UEF Caetitê, representando uma arranjo típico para este tipo de usina [19]**

E, assim, pode-se estimar o seguinte:

- Subestações elevadoras para 34,5kV: não compartilhadas;
- Linhas de Transmissão de 34,5kV: não compartilhadas;
- Subestação elevadora de 34,5/500kV: compartilhada (apenas 1 *bay* de 500kV seria necessário para o nível de potência típico destes parques);
- Linha de Transmissão de 500kV: compartilhada (Circuito Único)
- Subestação da Rede Básica (500kV): compartilhada (1 único *bay* é suficiente)

Em suma, pode-se considerar que apenas a alta tensão é compartilhada entre os parques. Estimando-se que a alta tensão seja responsável por 70% dos custos de transmissão, adota-se que é possível compartilhar até 4,2% ( $70\% \times 6\%$ ) dos custos de instalação da solar com a eólica. Adotou-se h3 como a parcela de compartilhamento do custo de transmissão, que varia de 0 a 1, do máximo custo de transmissão compartilhável (4,2% do custo de uma UFV).

Em resumo, têm-se os seguintes valores e compartilhamentos a serem considerados:

**Tabela 3 – Resumo dos valores adotados para o compartilhamento em uma UEF**

| Item  | Valor adotado          |
|---|------------------------|
| Custo de Investimento EOL                         | 6.647,2 (x1000 R\$/MW) |
| Custo de O&M EOL                                  | 474,80 (x1000 R\$/MW)  |
| Custo de Investimento UFV                         | 4443,62 (x1000 R\$/MW) |
| Custo de O&M UFV                                  | 82,67 (x1000 R\$/MW)   |
| Fator de compartilhamento do custo do Terreno     | 80%                    |
| Fator de compartilhamento do custo de O&M         | 50%                    |
| Fator de compartilhamento do custo de Transmissão | 70%                    |

#### 2.3.4. LCOE – Custo Nivelado de Eletricidade de uma Usina Eólico-Fotovoltaica

O Custo Nivelado da Eletricidade (do inglês *Levelized Cost of Electricity*, ou LCOE) é o custo constante por unidade de energia (kWh ou MWh) de um fluxo de caixa que possui o mesmo valor presente que o custo total de geração ao longo da vida útil de uma usina, sendo uma espécie de indicação do preço mínimo para que o empreendimento tenha um Valor Presente Líquido (VPL) maior que zero, dada uma determinada taxa de desconto [29]. O LCOE é um indicador útil para comparar tecnologias com custos e características de operação diferentes [29] e, conforme indicado em [30], pode ser expresso segundo a (Eq. 3):

$$LCOE = \frac{(C_k \times FRC + M_t) \times P}{E} \quad (\text{Eq. 3})$$

Sendo:

- $C_k$  o Custo do Empreendimento (R\$/MW),
- $FRC$  o Fator de Recuperação do Capital, dado por  $\frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$ ,
- $r$  a taxa de desconto,
- $n$  a vida útil do projeto,
- $M_t$  o custos de O&M por ano (R\$/MW),
- $P$  é Potência do empreendimento,

- $E$  a energia total produzida em um ano (MWh),

Conforme [31], é possível chegar a à fórmula do  $LCOE_h$  (LCOE híbrido), onde são inclusos os fatores de compartilhamento citados na seção anterior e apresentado na (Eq. 4).

$$LCOE_h = \frac{\left\{ \left[ \frac{[(C_k^{e'} + C_{ter}^e + C_{TRb}^e + C_{TRa}^e)FRC + M_e]P_e + (C_k^{s'} + (1 - h_1)C_{ter}^s + C_{TRb}^s + (1 - h_3)C_{TRa}^s)FRC + (1 - h_2)M_s}{(1 - h_2)M_s} \right] P_s \right\}}{E_h} \quad (\text{Eq. 4})$$

Sendo:

- $C_{TRa}^e$  o custo da transmissão de alta tensão (500kV) da EOL, em R\$/MW,
- $C_{TRb}^e$  o custo de transmissão de baixa tensão (menor que 500kV) da EOL , R\$/MW,
- $C_{ter}^e$  o custo do terreno da EOL, em R\$/MW,
- $C_k^{e'}$  o custo de investimento total da EOL após a subtração dos custos anteriores, em R\$/MW,
- $P_e$  a potência eólica do empreendimento, em MW,
- $h_1$  o Fator de compartilhamento do custo do Terreno, adimensional,
- $h_2$  o Fator de compartilhamento do custo de O&M, adimensional,
- $h_3$  o Fator de compartilhamento do custo de Transmissão, adimensional,
- $M_e$  o Custo de O&M da EOL, em R\$/MW e
- $E_h$  é a energia híbrida gerada pela UEF, em MWh.

De forma similar para as incógnitas dos mesmos custos da UFV.

O cálculo da energia gerada possui particularidades dignas de destaque. Tanto a geração eólica quanto a solar decaem ao longo dos anos em virtude da degradação que ocorre nos aerogeradores e nas placas solares. Nos aerogeradores, esta degradação está relacionada principalmente, entre outros fatores, à perda de aerodinâmica da pá. Nos painéis solares, a degradação se dá principalmente devido à saturação das células solares. Em suma, a degradação das duas fontes precisa ser considerada no cálculo de energia gerada ao longo dos anos de vida da UEF.

Dado que a degradação é um valor percentual médio ocorrido ao longo dos anos, pode-se calcular a energia total gerada ao longo dos anos de vida do empreendimento através da fórmula da Soma de uma Progressão Geométrica, conforme a (Eq. 5).

$$E_T [MWh] = E_1 \times \frac{d^n - 1}{d - 1} \quad (\text{Eq. 5})$$

Em que:

- $E_T$  é a energia total gerada ao longo da vida útil do empreendimento [MWh]
- $E_1$  é a energia gerada no primeiro ano do empreendimento [MWh]
- $d$  é a degradação média anual da geração [%]
- $n$  é o tempo de vida útil do empreendimento [anos]

Com a (Eq. 5) pode-se calcular a energia gerada pela EOL e pela UFV separadamente e depois somá-las, obtendo-se a energia total gerada pela UEF. Por fim, de posse deste valor, calcula-se a energia média anual produzida pela UEF para ser utilizada na (Eq. 4), bastando-se dividir o resultado da (Eq. 5) pela quantidade de anos de vida do empreendimento.

### 2.3.5. Ferramentas estatísticas

Entre as diversas ferramentas estatísticas disponíveis, este trabalho usará principalmente de duas delas: o Desvio Padrão e o Coeficiente de Correlação.

Em [32], a fórmula do Desvio Padrão de uma distribuição discreta é dada pela

$$DP = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - m)^2}{n}} \quad (\text{Eq. 6})$$

Em que:

- $n$  é o número de elementos da população
- $x_i$  é o elemento  $i$
- $m$  é a média da população

O valor do Desvio Padrão representa uma medida de dispersão dos valores da população em relação à sua média. Em suma, quanto mais distante os valores da população se encontram da média, maior o Desvio Padrão.

Por outro lado, existe uma outra medida numérica de interesse neste trabalho, a Correlação, que mede a associação entre duas variáveis e não é dirigida por mudanças arbitrárias na escala de uma ou outra variável, conforme indicado em [33]. O Coeficiente de Correlação mede um tipo específico de relação entre as variáveis analisadas, a Correlação Linear. Esta correlação, conforme indicado em [34], pode ser representada de várias maneiras e uma delas é a fórmula do Coeficiente de Pearson, dada pela (Eq. 7):

$$r = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n \left[ \frac{(x_i - m_x)(y_i - m_y)}{DP_x DP_y} \right] \quad (\text{Eq. 7})$$

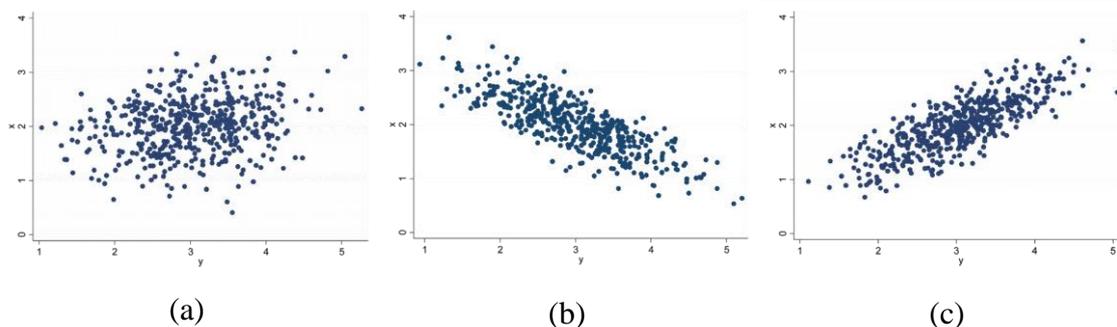
Em que:

- $n$  é o número de elementos da população
- $x_i$  é o elemento  $i$  referente à variável  $x$
- $m_x$  é a média da população referente à variável  $x$
- $DP_x$  é o desvio padrão referente à variável  $x$
- Similar para as variáveis referentes a  $y$ .

O valor de  $r$  pode variar de -1 (correlação negativa perfeita) a 1 (correlação positiva perfeita), onde o 0 indica que não há correlação linear. Os valores intermediários podem ser interpretados de várias maneiras, como apontado em [35]. Uma delas é conforme a seguir:

- Correlação entre 1 e 0,7: Correlação Forte;
- Correlação entre 0,6 e 0,4: Correlação Moderada;
- Correlação entre 0,3 e 0,1: Correlação Fraca;

Alguns exemplos gráficos indicando os valores de correlação foram indicados em [36] e representados na Figura 15. Cada uma das duas variáveis aleatórias ( $X$  e  $Y$ ) cuja correlação está sendo avaliada está disposta em um eixo. Os elementos  $x_i$  e  $y_i$  formam um par de coordenadas de um ponto  $I$ . Assim:



**Figura 15 – Exemplos de gráficos de dispersão da população de duas variáveis aleatórias e seus coeficientes de Pearson: (a)  $r = 0,2$  (b)  $r = - 0,80$ , (c)  $r = 0,80$ . [36]**

É importante ressaltar que o Coeficiente de Pearson é válido apenas para correlações lineares. Para correlações não-lineares, devem ser utilizadas outras ferramentas estatísticas cuja abordagem não faz parte do objetivo deste trabalho. Neste trabalho, a Correlação Linear será utilizada como teste de aplicabilidade nos capítulos posteriores.

#### 2.4. OTIMIZAÇÃO DE USINAS HÍBRIDAS EÓLICO-FOTOVOLTAICAS

A maioria dos artigos encontrados até o presente momento que trabalham com otimização aplicada às usinas híbridas busca combinar as duas fontes com o intuito de atender a uma determinada carga ou a um conjunto de cargas isolado, não a um sistema. Em geral, a otimização buscada nestes artigos se propõe a minimizar ou maximizar algum fator importante da usina, como VPL, Custo Total, Valor da Energia etc.

As referências [37] e [38] fazem uma revisão bibliográfica a respeito da hibridização de usinas eólicas e usinas solares. O primeiro abrange vários aspectos da hibridização e considera outros tipos de geração solar, sem focar especificamente nas fotovoltaicas. O segundo é mais específico, focando na hibridização eólico-fotovoltaica, bem como na otimização das estratégias de dimensionamento. Através de leitura de ambos, nota-se que a maioria dos trabalhos são voltados para sistemas off-grid e/ou de baixa potência, bem como não há estudos voltados para minimizar a variabilidade da usina.

A referência [39] compõe um sistema CSP-PV (Usina por Concentração Solar e Fotovoltaica) com armazenamento térmico e baterias, simulando para 2 locais. Busca-se otimizar LCOE alterando a combinação de CSP, PV e armazenamento, analisando o

impacto no atendimento à carga previamente definida, utilizando Programação Linear Inteira Mista.

Um exemplo deste caso é [40], que usa Programação Linear (PL) para minimizar o custo de um parque híbrido eólico-solar com diesel e baterias e é destinado a atender uma carga, sem considerar a estocasticidade.

Ainda, é digno de nota a referência [41], que aborda o armazenamento de calor para uso posterior no concentrador solar de uma usina, armazenando-se calor com um aquecedor elétrico que usa a energia do "curtailment" da EOL e do CSP. O artigo utiliza programação linear inteira mista para otimizar o lucro, maximizando a venda de energia e minimizando a energia não entregue e os *curtailments*.

Este trabalho, diferentemente, tem como objetivo minimizar a variabilidade da energia gerada ao longo do dia em uma UEF conectada à rede.

Dois ferramentas são fundamentais para atingir o objetivo deste trabalho: o Método de Monte Carlo (MMC) e a Programação Não-Linear (PNL), ambas apresentadas a seguir.

#### 2.4.1. Conceituação Básica

Identificando-se o potencial de aproveitamento da complementaridade em benefício da redução da variabilidade da geração elétrica advinda de uma UEF, a questão consequente é definir a potência instalada da fonte solar e da fonte eólica. Além disso, vários outros fatores são de importância significativa, como a destinação da usina (carga dedicada ou rede), porte da usina, limites de investimento, tecnologia adotada etc.

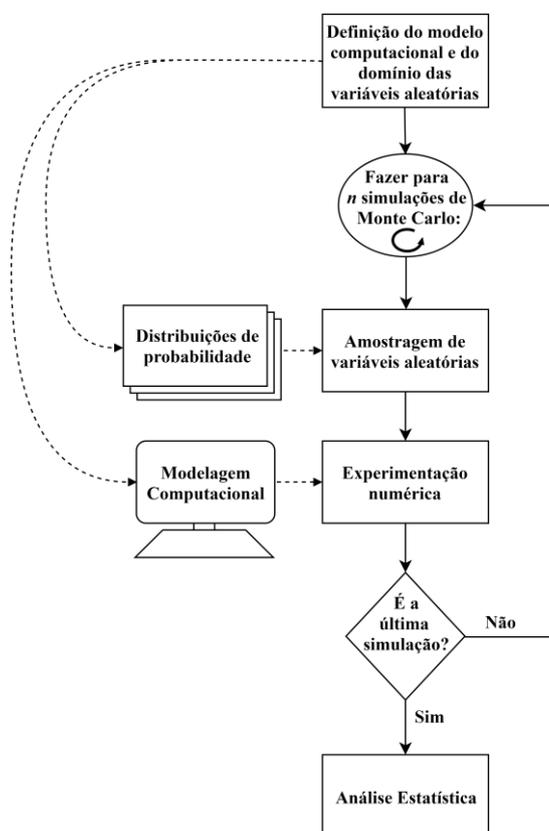
A abordagem de problemas reais pode ser realizada de maneira determinística, assumindo equações que modelem o problema e determinar valores de entradas para estas equações, ou de maneira estocástica, considerando a estatística das variações dos valores das variáveis destas equações. Esta última depende de ferramentas e métodos estatísticos aplicados à modelagem do problema, além do próprio conjunto de fórmulas determinísticas.

As subseções a seguir trazem um resumo dos itens mais importantes para este trabalho referente àquelas duas ferramentas: Método de Monte Carlo e Programação Não-Linear.

## 2.4.2. Considerações sobre o Método de Monte Carlo

Alguns estudos consideram as incertezas intrínsecas às condições climáticas, como temperatura, irradiação, velocidade do vento, pressão atmosférica etc. A literatura apresenta diversas maneiras de abordar estas incertezas, entretanto, uma ferramenta muito adotada é o Método de Monte Carlo (MMC), e possui ampla aplicação em áreas como engenharia, finanças, estatística, física, biologia, medicina, ciências sociais, etc. [42].

De forma geral, o MMC é uma simulação onde, através do seu esquema de modelagem, são estimados parâmetros estocásticos ou determinísticos com base em amostragem aleatória [43]. Um fluxograma que resume o MMC é apresentado em Figura 16.



**Figura 16 - Fluxograma generalizado das Simulações de Monte Carlo [44]**

Simplificadamente, o MMC consiste em, primeiramente, definir qual o modelo computacional adotar e o domínio das variáveis aleatórias em análise. A partir da distribuição de probabilidade que caracteriza a variável aleatória analisada, gera-se a amostragem. Em seguida, calculam-se os dados de saída a partir do modelo

computacional adotado aplicado à amostragem, gerando os dados sintéticos. Fazendo-se  $n$  amostragens a partir das simulações, efetuam-se as análises estatísticas nestes dados sintéticos, como a média, variância, confiabilidade, probabilidade de falha, f.d.p (Função de Densidade de Probabilidade), etc. [44].

Ao fim do processo, tendo-se aplicado uma modelagem computacional de qualidade, obtém-se uma amostragem sintética, criada a partir de números aleatórios que obedecem à formação e às estatísticas da distribuição definida. Se o objetivo for criar dados sintéticos a partir de dados existentes, deve-se adotar a mesma distribuição dos dados originais como entrada do modelo computacional. Neste trabalho, diferentemente do indicado na Figura 16, adota-se como critério de convergência do MMC uma diferença máxima estabelecida previamente entre o média da amostra original e a média da amostra gerada. Maiores detalhes serão apresentados na seção 3.2.

É fundamental destacar que o MMC não é um método de otimização, porém, o método compõe parte fundamental para atingir o objetivo final deste trabalho, que é a otimização. Este é o único motivo de se apresentar o método nesta subseção.

Abordagens detalhadas de modelos do MMC e os conceitos envolvidos, tais como geração de números pseudoaleatórios e simulações numéricas, podem ser encontrados em [42].

Nos casos aplicáveis às UEFs, a velocidade do vento e a irradiação solar podem ser tratadas como variáveis aleatórias no tempo. Entretanto, é necessário estabelecer em qual escala de tempo os dados serão observados: diária, mensal, anual etc. Por exemplo, pode ser útil observar principalmente a variação dos recursos em uma mesma hora ao longo dos anos, ou seja, observar o comportamento da velocidade do vento às 12h todos os dias ao longo dos anos.

Diante disso, pode-se considerar que estas duas variáveis aleatórias (velocidade do vento e irradiação solar) apresentam uma distribuição (uma f.d.p) conhecida quando observadas no mesmo horário ao longo dos anos e aplicar-lhes o MMC, obtendo-se séries sintéticas que obedecem à distribuição selecionada. Por fim, esta séries podem ser usadas para simular seus efeitos e aplicações, como na geração eólica e solar.

É importante ressaltar que o MMC não é um método de otimização e foi incluso nesta subseção apenas por fazer parte fundamental do processo de otimização apresentado neste trabalho.

### 2.4.3. Otimização: Programação Não Linear

A Otimização é um conjunto de técnicas matemáticas destinado a minimizar ou maximizar um determinado processo e é parte da área de estudo chamada Pesquisa Operacional (PO). Esta, por sua vez, é uma área da matemática cuja origem se atribui à Segunda Guerra Mundial, devido às necessidades de alocar de forma eficiente os escassos recursos para as diversas operações militares [45]. Na época, foram reunidos diversos cientistas, engenheiros, médicos, físicos etc. para realizar pesquisas em operações (militares), de onde surgiu o nome [46]. Naturalmente, com o fim da guerra, o interesse das indústrias pela aplicabilidade da PO logo despontou devido ao seu sucesso e à sua importância para a vitória na guerra e, com o tempo, o avanço nas técnicas matemáticas e a revolução computacional levaram a PO a uma grande difusão entre as mais diversas áreas da ciência e dos mercados [45].

Essencialmente, a PO é uma pesquisa sobre as operações de uma organização, onde a natureza da organização é secundária, podendo-se aplicar a áreas distintas como manufaturas, transporte, construção civil, agricultura, etc. [45]. Diante de uma infinidade de tipos de problemas a serem resolvidos, busca-se aplicar o método científico para investigá-los. Resumidamente, conforme indicado em [45], observa-se e formula-se o problema, levantando-se os dados quando possível. Em seguida, constrói-se um modelo matemático que abstraia o problema e o represente da forma mais apropriada. Então, testa-se o modelo matemático para validá-lo. Assim, após as análises e interpretações dos resultados, tem-se informações que orientam as tomadas de decisões dos gestores.

Dentre as ferramentas da PO, a Programação Linear (PL) é a mais famosa e representa um conjunto de técnicas de modelagem matemática dedicado a resolver problemas característicos, porém, restrito às situações em que a modelagem por funções lineares é adequada e suficiente. A palavra programação é referente a planejamento, assim, trata-se de um planejamento de atividades para obter um resultado ótimo, onde se destaca o Método Simplex, um algoritmo muito robusto destinado a solução de problemas de PL até mesmo de enormes dimensões [45].

De forma geral, os problemas de PL são analisados e modelados através de equações. A principal é chamada de Função Objetivo (Eq. 8) e representa o problema em si, que pode ser maximizá-la ou minimizá-la. Em seguida, definem-se as equações (Eq. 9) a (Eq. 12), que representam as questões às quais o problema é restrito, assim chamadas

de Restrições. Abaixo, um exemplo genérico desta modelagem matemática, onde todas as equações são lineares.

$$\text{Maximizar } Z = 3x_1 + 5x_2, \quad (\text{Eq. 8})$$

Sujeito às restrições:

$$x_1 \leq 4 \quad (\text{Eq. 9})$$

$$2x_2 \leq 12 \quad (\text{Eq. 10})$$

$$3x_1 + 2x_2 \leq 18 \quad (\text{Eq. 11})$$

$$x_1 \geq 0 \text{ e } x_2 \geq 0 \quad (\text{Eq. 12})$$

Onde  $x_1$  e  $x_2$  são variáveis de decisão.

Embora a PL seja aplicável para uma grande quantidade de casos, a maioria dos problemas reais são de natureza não-linear. Para estes casos existe a Programação Não Linear (PNL), ferramenta cujo objetivo, em termos gerais, é o mesmo da PL, entretanto, tanto a função objetivo quanto as restrições podem ser não lineares. Em geral, para os casos em que estas funções possuem forma simples, os problemas podem ser resolvidos de forma relativamente eficiente. Para alguns outros, no entanto, até mesmo a resolução de problemas pequenos é um verdadeiro desafio [45].

É importante frisar que não existe um algoritmo eficiente de propósito genérico que possa resolver todos os problemas de PNL, diferentemente da PL, que conta com o Método Simplex. Desta forma, comparando-se os livros dedicados a PL com aqueles dedicados à PNL, é notório que os últimos possuem um nível de complexidade matemática superior. A abordagem matemática não é o objetivo deste trabalho, mas pode ser encontrada detalhadamente em [47].

De forma simplificada, um exemplo genérico de uma caso sujeito à aplicação de PNL seria:

$$\text{Maximizar } Z = 3x_1^3 + 5x_2e^{x_1}, \quad (\text{Eq. 13})$$

Sujeito às restrições:

$$x_1 \leq 4 \quad (\text{Eq. 14})$$

$$\sinh 2x_2 \leq 12 \quad (\text{Eq. 15})$$

$$\sqrt[3]{3x_1} + 2x_2 \leq 18 \quad (\text{Eq. 16})$$

$$x_1 \geq 0 \text{ e } x_2 \geq 0 \quad (\text{Eq. 17})$$

Onde  $x_1$  e  $x_2$  são variáveis de decisão.

Observa-se que tanto a função objetivo como suas restrições são não-lineares.

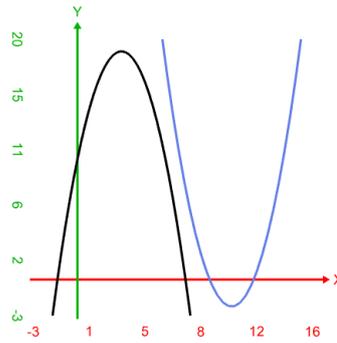
Este exemplo de apenas duas variáveis indica a complexidade que os problemas de PNL podem alcançar, pois estes podem se apresentar de diversas formas. Logo, busca-se separar os problemas em algumas classes, onde as mais importantes são: Otimização Irrestrita, Otimização Linearmente Restrita, Programação Quadrática, Programação Convexa, Programação Separável, Programação Não Convexa, Programação Geométrica e Programação Fracionária. Não é objetivo deste trabalho detalhar cada uma destas classes, mas duas delas merecem atenção: Convexa e Não Convexa.

Na PNL, a análise da convexidade da Função Objetivo é muito importante, visto que pode apontar para a qualidade da solução encontrada. Resumidamente, utilizando-se uma função monovariável  $f(x)$  como exemplo, diz-se que ela, para todos os valores possíveis de  $x$ :

- É convexa se  $\frac{\partial^2 f(x)}{\partial x^2} \geq 0$ ,
- É estritamente convexa se  $\frac{\partial^2 f(x)}{\partial x^2} > 0$ ,
- É côncava se  $\frac{\partial^2 f(x)}{\partial x^2} \leq 0$ ,
- É estritamente côncava se  $\frac{\partial^2 f(x)}{\partial x^2} < 0$  e
- Côncava e convexa se  $\frac{\partial^2 f(x)}{\partial x^2} = 0$ .

Existem detalhes importantes referentes a esta definição, mas que não são necessárias para a visão geral que se pretende apresentar aqui, justificando-se a opção por desconsiderá-los.

A título de visualização, observa-se a Figura 17, onde é perceptível que parábola na cor preta possui um valor máximo e a segunda derivada menor que 0, por isso é côncava. Já a parábola azul possui um valor mínimo e a sua segunda derivada é maior que 0, por isso é convexa.



**Figura 17 – Exemplo de Gráficos Côncavo (preta) e Convexo (azul) [Elaboração própria]**

Enfim, é fácil perceber que sendo a parábola azul uma função de segundo grau, ela possui um mínimo global, que é o menor dos mínimos e que, neste caso, é o único. De forma similar, a parábola preta possui um máximo local que também é o máximo global.

Os exemplos destas figuras ajudam a ilustrar e abstrair a mesma ideia para outras funções, principalmente para as funções multivariáveis, que são mais difíceis ou até impossíveis de serem visualizadas. Nestes casos, devem ser calculadas as segundas derivadas e, da mesma forma, concluir-se a respeito da concavidade. Por serem funções multivariáveis, deverão ser realizadas análises mais elaboradas que envolvem o cálculo de Matriz Hessiana e determinadas regras cuja complexidade foge ao escopo deste trabalho. Ainda assim, após a realização destes cálculos e análises, pode-se chegar a um resultado inconclusivo sobre a sua convexidade.

Em virtude desta complexidade, em muitos casos de funções multivariáveis adota-se a alternativa de se separar a função em regiões de interesse (faixa estimada de valores para as suas variáveis) e calcular o mínimo/máximo em cada uma dessas regiões, comparando-se os resultados e assumindo-se o menor/maior valor como ótimo global, mas ainda sem certeza, dependendo da função.

Esta estratégia está relacionada a um dos métodos de Programação Convexa chamado Método do Gradiente Reduzido Generalizado (GRG), pois uma das regras que condicionam a sua viabilidade e que garantem o ótimo global é que a função objetivo seja côncava/convexa.

Conforme apresentado em [48], o GRG foi criado em 1966 por Carpentier e Abadie como um aprimoramento de métodos anteriores. Com o avanço da tecnologia computacional, Abadie criou um código em Fortran que aplicava o GRG para diversos problemas. Em 1980, o método foi modificado por Lasdon, que o chamou de GRG2 e o

difundiuiu ainda mais pelas indústrias. O nome GRG2 não se popularizou, vindo a ser chamado apenas de GRG, conforme o seu predecessor, o que faz com que muitas pessoas atribuam a autoria do método GRG original ao Lasdon. Enfim, posteriormente, a empresa Frontline Systems® adquiriu os direitos de uso do método, ampliando ainda mais o seu uso sob o nome de “Solver”, até fazer uma parceria com a Microsoft®, criando uma versão específica e embutindo-a no Microsoft Office Excel®, tornando-a acessível a qualquer pessoa que tenha este software.

O método tem uma descrição matemática particularmente complexa, cuja rigidez não é escopo deste trabalho. É suficiente entender que o GRG é um método de busca através do gradiente, porém, modificado para impedir que o caminho de busca penetre qualquer limite de restrição [45].

Os métodos de busca por gradiente podem ser ilustrados pela ideia da “busca pelo topo da montanha” [45]. Em suma, supõe-se uma pessoa na base de uma montanha e precisa alcançar o seu topo, porém, com campo de visão restrito, de forma a não conseguir enxergá-lo e caminhar diretamente na sua direção. Ainda assim, olhando ao redor, consegue identificar a maior inclinação existente ao redor de si e seguir nesta direção até perceber que não há mais inclinação (inclinação nula). Desta forma, a pessoa pode parar e buscar uma nova direção com maior inclinação. Assim, a busca pela maior inclinação tenderá a levá-la até o topo da montanha, onde a inclinação é nula em todas as direções. Nesta analogia, o gradiente representa a maior inclinação e a parada para buscar uma nova direção com maior inclinação é equivalente à nova iteração a ser realizada pelo algoritmo. E, supondo-se uma função côncava, não havendo inclinação (gradiente nulo), alcançou-se o topo da montanha.

Com esta analogia, é possível perceber a importância da análise da concavidade, pois se a função não for côncava, não será possível afirmar que o topo da montanha foi alcançado, pois pode ter sido alcançado o topo de um pequeno morro que compõe a montanha e não o topo da montanha propriamente dita. O primeiro caso é equivalente ao máximo local, enquanto o segundo caso é equivalente ao máximo global. Entretanto, complementando a analogia, pode ser de interesse da pessoa alcançar o topo daquele morro apenas, que é a sua região de interesse. Ou seja, para aquela região da função, o interesse é alcançar o seu ponto máximo, não importando a existência de um topo maior em outra área. Ou ainda, podem ser realizadas análises em várias regiões de forma

separada, medindo-se as alturas alcançadas em cada topo de morro alcançado, considerando-se a maior medição como o topo da montanha.

Estas analogias se encaixam perfeitamente na ideia de separar regiões de interesse da função de acordo com o problema ou analisar regiões da função separadamente registrando-se cada máximo, considerando o maior dos valores máximos como o máximo global.

Por fim, importa citar que o método GRG utilizado através do Solver do Excel é muito difundido há vários anos, podendo-se considerá-lo suficientemente testado. E, tratando-se de uma ferramenta à disposição da maioria das casas e escritórios, pode-se afirmar que é uma excelente ferramenta para realizar os cálculos de otimização pretendidos neste trabalho. Reforça-se este conceito observando-se a existência de diversos livros e artigos que usam o Solver do Excel como ferramenta de otimização, conforme [45], [48], [49] e [50].

## 2.5. USINAS EÓLICAS E FOTOVOLTAICAS NOS LEILÕES DE ENERGIA

A legislação brasileira institui dois ambientes de regulação distintos para a comercialização de energia elétrica: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL) [51].

No ACL, os valores e as condições contratuais da comercialização de energia são definidos entre gerador e consumidor, podendo ser intermediados por uma empresa especializada nesta negociação (comercializadora de energia). Este ambiente envolve questões complexas, cujas especificidades não são necessárias para o foco deste trabalho.

No ACR, de forma simplificada, a Câmara Comercializadora de Energia Elétrica (CCEE), por delegação na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), estabelece a quantidade de energia a ser contratada em leilão a partir da demanda declarada pelas concessionárias através de seu planejamento, seguindo regulações específicas em todos os níveis de decisão. Essa energia é comercializada em leilões definidos pelos órgãos públicos, de forma que os ofertantes vendam a energia para que sejam atendidas as demandas estimadas pelas concessionárias, vencendo as ofertas com menores preços de energia.

A estes leilões são atribuídos nomes específicos conforme a sua função. Por exemplo, os Leilões de Energia Nova têm a finalidade de atender ao aumento de carga das

distribuidoras a partir de usinas que ainda serão construídas. Este leilão pode ser do tipo A-5, onde as usinas participantes entrarão em operação comercial em até 5 anos, ou A-3 (até 3 anos) [52], ou, como criado mais recentemente, A-6.

Os leilões do ACR ocorrem em um ambiente virtual através de um processo complexo e, após sua conclusão, são celebrados os CCEAR (Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado) entre o agente vendedor e o agente de distribuição e registrados na CCEE [51].

Existem duas modalidades de CCEAR: por Quantidade e por Disponibilidade. De forma resumida, nos CCEAR por Quantidade, os riscos do recurso (hidrológicos, solares, eólicos etc.) são assumidos integralmente pelos geradores, enquanto no CCEAR por Disponibilidade, os mesmos riscos são assumidos integralmente pela contratante (distribuidora) [51]. Destaca-se que as fontes eólica e solar eram contratadas através de CCEAR por Disponibilidade até 2019, quando a CCEE passou a designar estas fontes para celebração de CCEAR por Quantidade a partir do Leilão A-6 04/2019, como pode ser visto em [53] e [54], tendo iniciado as tratativas através do documento [55]. A polêmica da novidade deveu-se, por um lado, à dificuldade de previsão da geração por parte dos geradores e, por outro, o entendimento por parte dos compradores de que o mercado já estava maduro o suficiente para consolidar e se comprometer com as estimativas de geração. Os efeitos desta mudança serão vistos após o início da operação das usinas contratadas sob esta modalidade.

A dificuldade de previsão é refletida no risco e consecutivamente no preço ofertado. Neste contexto, o CCEAR por Quantidade dos EOLs e UFVs trazem a questão da Sazonalidade e da Modulação.

A Sazonalidade se refere ao montante de energia gerado em cada mês. Já a modulação trata do montante de energia gerado a cada hora. A partir do Leilão A-6 04/2019, o CCEAR passou a indicar que a Sazonalidade deveria ser garantida pelo gerador, onde este deverá atender, no mínimo e dentro de certos limites, à carga declarada anualmente pela distribuidora compradora. Enquanto a Modulação continua sendo uma característica da usina a qual a Distribuidora tem que se adaptar. Mais detalhes a este respeito podem ser encontrados em [53] e [54], porém, tais detalhes não são necessários ao objetivo deste trabalho.

Na prática, tanto no ACL quanto no ACR, o ideal seria que as usinas de fontes alternativas fossem controláveis. As tecnologias para realizar esta função encontra-se em

desenvolvimento e maturação de mercado, como é o caso das baterias. Enquanto elas não se consolidam, a Sazonalidade traz um risco ao gerador no ACR devido às novas regras. Assim, é desejável que as usinas tenham uma menor variabilidade diária, o que é bastante difícil de alcançar com a EOL ou a UFV, mas que pode ser reduzida através da hibridização destas duas fontes devido à tendência de sua complementaridade, conforme já apontado no Capítulo 2.

Ainda é digno de nota o fato de a variabilidade diária trazer dificuldades à operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) pelo ONS, a quem não importa observar os contratos e as responsabilidades, mas, sim, manter o sistema operando de forma que a carga seja sempre suprida, tendo que despachar UTEs e UHEs quando a geração das EOL e UFVs estão com baixa geração. Em suma, o ONS também é um grande interessado em que haja incentivos à redução da variabilidade.

Entretanto, pelas regras dos leilões atuais, não há possibilidade de se concorrer através de uma UEF, apenas com EOL e UFV separadamente. Por outro lado, conforme já indicado anteriormente, os documentos [1], [2], [3] e [20] apontam para esta possibilidade no futuro. Assim, este trabalho visa contribuir, inclusive, apontando possíveis vantagens desta hibridização, especificamente quando aplicada à redução da variabilidade e, consecutivamente, permitindo vislumbrar a redução da exposição ao risco da Sazonalidade.

### **3. METODOLOGIA PARA OTIMIZAÇÃO DE UMA USINA HÍBRIDA EÓLICO-FOTOVOLTAICA**

Como já descrito anteriormente, o objetivo principal deste trabalho é apresentar uma metodologia para minimizar a variabilidade diária de uma UEF, isto é, busca-se definir qual é a melhor combinação de potências instaladas de EOL e da UFV que reduzam o desvio padrão da potência gerada pela UEF ao longo de um dia.

Visando atingir este objetivo, a metodologia desenvolvida neste trabalho é dividida em 4 etapas principais: CONFIGURAÇÃO DA USINA EÓLICO-FOTOVOLTAICA, MÉTODO DE MONTE CARLO - ANÁLISE ESTOCÁSTICA DE GERAÇÃO DE UMA USINA EÓLICO-FOTOVOLTAICA, CÁLCULO DA VARIABILIDADE E DO LCOE DA USINA EÓLICO-FOTOVOLTAICA, e, por fim, OTIMIZAÇÃO: PROGRAMAÇÃO NÃO-LINEAR NA OTIMIZAÇÃO DE UMA USINA EÓLICO-FOTOVOLTAICA. Esta sequência permite definir as informações mais importantes, culminando na modelagem do objetivo da otimização da UEF. A Figura 18 exibe o fluxograma simplificado da metodologia proposta, enquanto as seções 3.1, 3.2, 3.3 e 3.4 abordam essas análises detalhadamente.

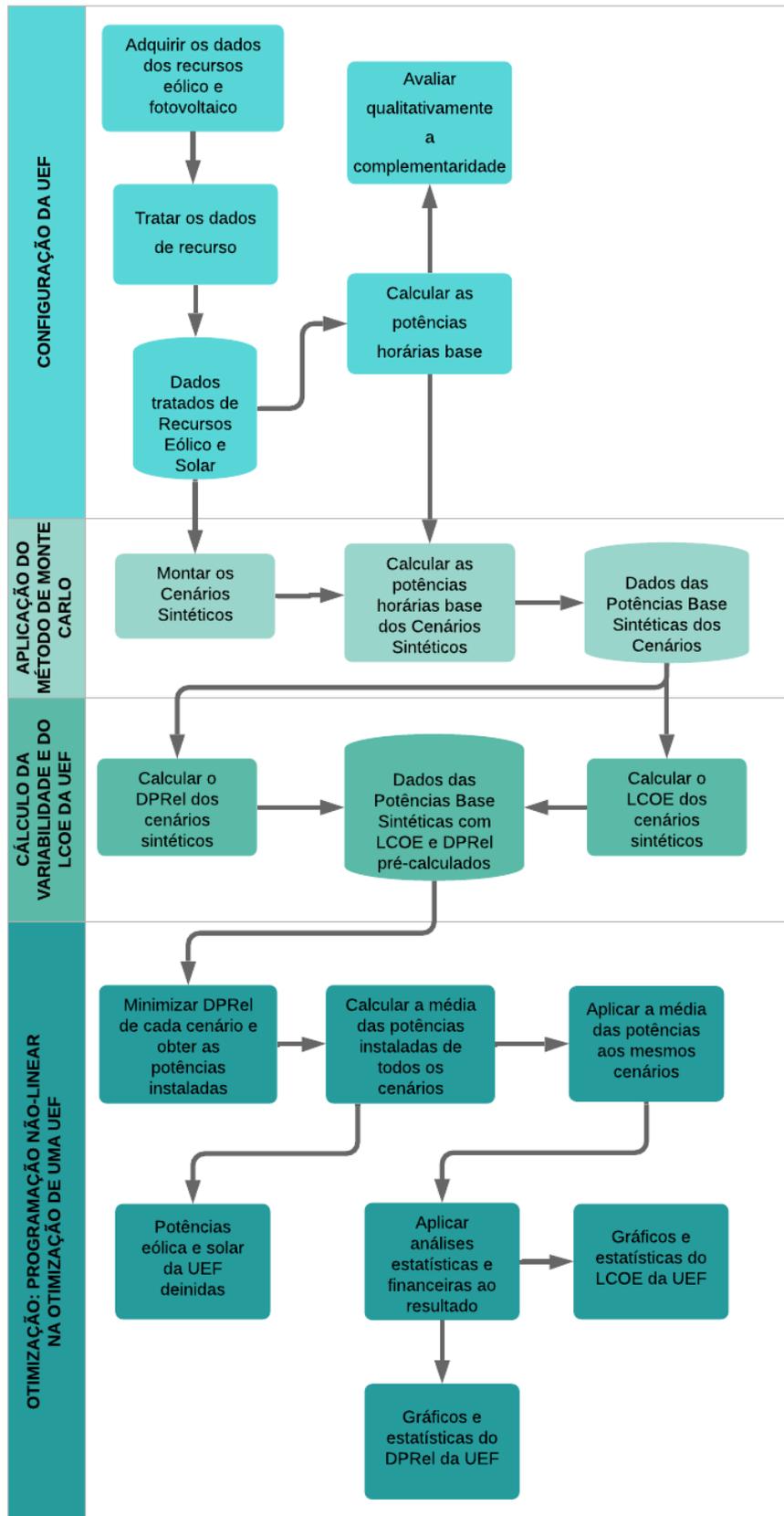


Figura 18 - Fluxograma da metodologia proposta [Elaboração própria]

Para a elaboração desta metodologia, considerou-se que a localidade a ser avaliada é de exclusiva definição do analista que representa os interesses do empreendedor, seja para uma análise prévia ou posterior à aquisição do terreno e demais definições intrínsecas ao negócio condizentes com esta etapa.

### 3.1. CONFIGURAÇÃO DA USINA EÓLICO-FOTOVOLTAICO

A configuração do parque híbrido a ser otimizado permite definir os aspectos mais importantes que vão reger os passos seguintes da metodologia, como a definição das placas solares, do aerogerador, dos recursos eólicos e solar, do tratamento destes dados, definição das perdas elétricas adotadas etc. As próximas subseções apresentarão o detalhamento de cada etapa deste processo.

#### 3.1.1. Aquisição dos dados dos recursos solar e eólico

Os dados dos recursos eólico e fotovoltaico utilizados para a implantação final da UEF, ou mesmo de uma EOL ou uma UFV em separado, devem ser medidos em campo e validados por uma empresa certificadora que atenda aos requisitos da EPE e do MME, conforme indicado em [56], onde são definidas as regras das campanhas de medição de cada fonte. Entretanto, nem sempre se têm disponível estes dados medidos ou certificados. Assim, como esta etapa trata de uma análise de negócio e desvinculada da certificação das medições, os dados solares e eólicos podem ser baixados gratuitamente em sites como [57], cujos dados são levantados por satélite.

É importante ressaltar que, para o objetivo deste trabalho, os dados devem ser disponibilizados pelo menos em escala horária para ambos os recursos, visando a necessidade de se montar um Dia Típico Anual (DTA).

Visando a estimativa de geração da UEF, os dados solares e eólicos devem ter um período de interseção de pelo menos 2 anos consecutivos, visando atender ao mínimo exigido para as medições de fonte eólica [56] (para a fonte solar a exigência é de 1 ano de medição consecutiva, conforme a mesma referência). Entretanto, como será ressaltado nos itens seguintes, quanto maior a quantidade de medições dos recursos, melhor a representatividade da amostra frente à realidade.

Em alguns casos, não é possível obterem-se os dados solares e eólicos na exata localidade onde se pretende examinar a otimização de uma UEF. Nestes casos e para a aplicação aqui pretendida, recomenda-se que seja priorizada a obtenção dos dados eólicos no local mais exato possível a ser implementada a UEF, pois o vento sofre influência significativa da vegetação, do terreno, das variações de altitude, montanhas, picos etc, que influenciam na turbulência, na pressão, no arraste e na velocidade do vento, entre outros [12]. Por sua vez, apesar de não ser imune ao sombreamento, a irradiação sofre menor influência destes mesmos fatores. Assim, caso necessário, de uma forma geral, estima-se não haver diferença significativa na adoção dos dados solares de uma cidade vizinha, por exemplo, dado que as regras dos leilões de energia ditam que os parques solares devem ter medição de campo realizada em um raio de até 10km do local a ser implantado [56].

### 3.1.2. Tratamento dos dados dos recursos solar e eólico

Os dados eólicos medidos em campo podem vir intervalados em escala inferior à horária, gerando a necessidade de transformá-la calculando-se a média simples das velocidades do vento.

Os dados solares adquiridos em [57], por exemplo, são disponibilizados em escala horária, o que dispensa demais cálculos. Entretanto, outras fontes poderão demandar a necessidade do cálculo da média da irradiação.

Em geral, os dados adquiridos gratuitamente possuem falhas de diversos tipos, como ausência de medição, erro de medição, datas e horários não citados, caracteres não legíveis, formato de número etc. Embora existam campos de estudo dedicados a sanar este problema, buscaram-se neste trabalho as tratativas mais simples. Nestes casos, citam-se aqui dois exemplos típicos de análise e tratamento:

- Busca por dados inseridos em formatos errados, como por exemplo, números em formato de texto que causava problemas na hora das operações matemáticas. Neste caso, os formatos foram corrigidos para o formato de número.
- Descarte de horários com dados faltantes, por exemplo, se em determinado horário houver dado de vento, mas ausência de dado de irradiação, dispensam-se ambos,

tomando-se o cuidado para não os contabilizar como medição nula, levando a prejuízos na análise.

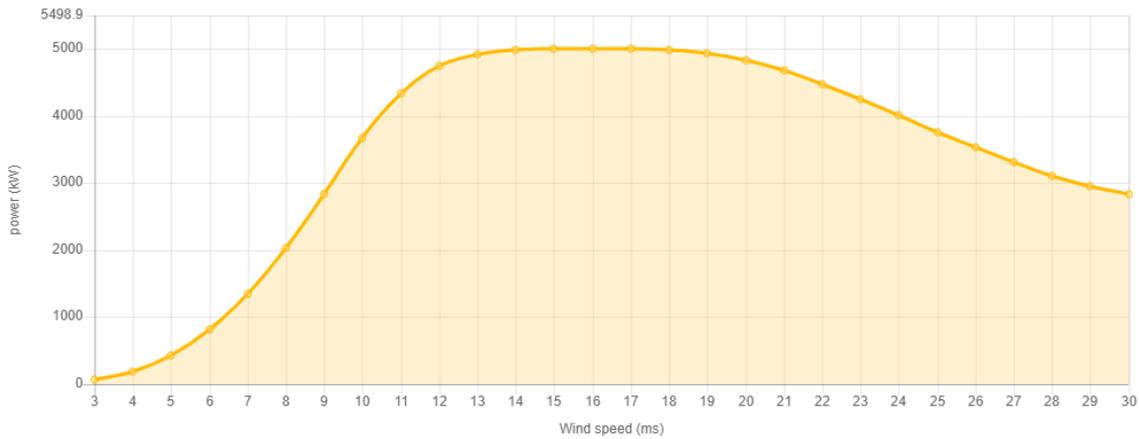
Outra avaliação necessária é a respeito da hora de referência indicada nos dados adquiridos, pois muitas vezes são referenciados ao GMT-0 (*Greenwich Mean Time*) e precisa ser corrigido para o horário local, sob risco de indicação de irradiação solar ocorrendo à noite. Da mesma forma, a atenção deverá ser redobrada nos casos em que as fontes dos dados solares e eólicos forem diferentes, podendo-se incorrer no erro de indicar geração eólica e solar em horários simultâneos quando na realidade estão defasados, sendo evidente a gravidade das implicações em um trabalho cujo cerne é a simultaneidade dos recursos solares e eólicos.

### 3.1.3. Cálculo das potências horárias base

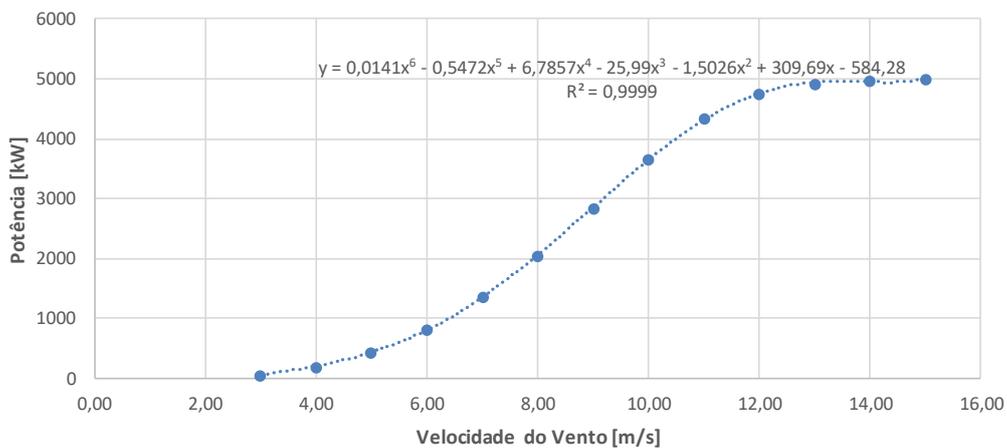
Após o tratamento dos erros e a organização dos dados solares e eólicos por data e horário, obtém-se uma tabela organizada de tal forma que permite a geração das informações mais importantes: potência eólica e potência solar horárias.

Conforme apontado na seção 2.1, existem aerogeradores de diversos modelos, variando-se potências, tamanhos e fabricantes. Para alcançar os objetivos deste trabalho, optou-se por definir um modelo específico, visando simplificar os cálculos e as análises. Assim, o modelo escolhido foi o **G132 de 5MW da Gamesa** (incorporada pela Siemens em 2017) devido à sua potência e a disponibilidade da sua curva de potência em [58]. Estes critérios são justificáveis pois a curva de potência é uma das informações vitais do aerogerador e que os fabricantes evitam ao máximo divulgar, principalmente a dos modelos novos, o que não é o caso do aerogerador escolhido, cujo primeiro contrato de fornecimento foi assinado no final de 2016 [59]. Além disso, a potência de 5MW é um valor que possui múltiplos de fácil tratativa, fato importante que será melhor compreendido na seção 3.4.

Após a aquisição da curva de potência do modelo, indicada na Figura 19, será necessário calcular uma equação que a represente, visando utilizá-la conforme os valores medidos de velocidade de vento. Neste caso, a fonte informava os pontos em destaque na Figura 19, permitindo tabelá-los e adotar o método de regressão por polinômios usando o Excel para atribuir-lhes uma fórmula. Assim, o gráfico e a equação polinomial adotada para representação da curva foram indicados na Figura 20.



**Figura 19 – Curva de Potência do aerogerador G132 de 5MW da Gamesa [58]**



**Figura 20 – Gráfico e equação polinomial de aproximação da curva de potência original do aerogerador G132 de 5MW da Gamesa [Elaboração Própria]**

E, reescrevendo a equação para o formato a ser representado neste trabalho, tem-se:

$$P_{aer} = \begin{cases} 0,0141v^6 - 0,5472v^5 + 6,7857v^4 - 25,99v^3 - 1,5026v^2 + 309,69v - 584,28, & \text{se } v \leq 15; \\ 5000, & \text{se } v > 15; \end{cases} \quad (\text{Eq. 18})$$

A Figura 19 indica que a  $P_{aer}$  (Potência do aerogerador) é diferente de 5MW para todo  $v$  maior que 15m/s, até 19m/s, que representa o limite superior de ventos dos casos a serem apresentados no capítulo 4. Assim, optou-se por esta simplificação especificamente para os casos aqui estudados. Em outras situações, esta equação deverá ser reavaliada.

Por fim, foram consideradas as perdas de 4% na  $Paer$  para definir a  $Pb_{eol}$  (Potência base eólica horária) gerada por um aerogerador de 5MW instalado, utilizando-se dos dados horários de vento medidos ou estimados.

Não foi realizada a correção da potência gerada pelos aerogeradores em função da densidade do ar registrada. Visando simplificar a análise, foram desconsideradas as medições relativas à pressão atmosférica, adotando-se o valor de 1,225atm baseado na ISA (International Standard Atmosphere), adotada como referência pelos fabricantes de aerogeradores para todos os cálculos.

Ressalta-se, por fim, que, conforme indicado na seção 2.1, a definição do aerogerador é parte de um processo complexo fora do objetivo deste trabalho. Por este motivo, foram omitidas diversas informações importantes sobre o aerogerador que não foram consideradas neste trabalho.

Após o cálculo das potências eólicas horárias base, calcularam-se as potências solares horárias base começando-se pela definição do modelo da placa solar e suas características técnicas principais. Para este trabalho, foi escolhido o modelo TSM-370DE14A(II) da fabricante Trina Solar, de 370Wp, cujo datasheet se encontra no ANEXO 1 – DATASHEET DO PAINEL SOLAR ADOTADO. Ressalta-se que não houve qualquer particularidade que tenha direcionado a escolha do modelo, exceto os fatos de seu datasheet estar disponível on-line e ser um modelo recente.

Com o modelo definido, resumem-se os principais dados a serem utilizados na Tabela 4.

**Tabela 4 – Dados utilizados para definição de potência solar gerada**

| <b>Dado</b>                                     | <b>Valor</b> | <b>Observação</b>   |
|---|--------------|---|
| Ganho com Tracker ( $G_t$ )                     | 128,70%      | Conforme seção 2.2  |
| Eficiência Placa ( $E_{f_{placa}}$ )            | 19,03%       | Conforme datasheet  |
| Power Ratio (PR)                                | 78,00%       | Estimado de forma condizente com o aplicado pelo mercado e conforme seção 2.2 |
| Área da placa [m <sup>2</sup> ] ( $A_{placa}$ ) | 1,94432      | Conforme datasheet  |
| Qtd Placas p/ 1MWp ( $Qtd_{placas}$ )           | 2702         | Quantidade de placas de 370Wp para atender 1MWp                               |

O objetivo aqui é definir a potência gerada por 1MWp de potência instalada destas placas solares expostos à irradiação local, dada em W/m<sup>2</sup>. Assim, tem-se:

$$P_{b\_sol}[MW] = G_i \cdot G_t \cdot Ef_{placa} \cdot PR \cdot A_{placa} \cdot Qtd_{placas} \cdot 10^{-6} \quad (\text{Eq. 19})$$

Em que:

- $P_{b\_sol}$  é a Potência Base Solar (corrente alternada).
- $G_i$  é a Irradiação Global dada em W/m<sup>2</sup> registrada ou estimada.
- $G_t$  é o ganho percentual alcançado com o *Tracker*
- $Ef_{placa}$  é a eficiência da placa
- $PR$  é o *Power Ratio*
- $A_{placa}$  é a área da placa [m<sup>2</sup>]
- $Qtd_{placas}$  é a Qtd Placas p/ 1MWp

É importante notar que o Power Ratio já engloba todas as demais perdas estimadas para a UFV, conforme indicado na seção 2.2. E, além disso, não foi realizada a correção da potência gerada pelos painéis solares em função da temperatura registrada, considerando-se a temperatura da célula de 25°C, conforme a STC (*Standard Test Conditions*), bem como não foram realizadas correções referentes à redução da temperatura em função do vento. Ainda, frisa-se que, visando a simplificação, não foram consideradas as curvas de potência das placas solares, ou seja, considerou-se que o rastreamento do MPPT das placas será executado de forma ideal pelos inversores e a potência gerada tem relação linear com a irradiação global medida.

Por fim, obtém-se a potência base solar horária gerada por 1MWp de potência solar instalada aplicando-se a (Eq. 19) a cada irradiação global horária registrada ou estimada.

#### 3.1.4. Avaliação qualitativa da complementaridade por localidade

O objetivo desta etapa é permitir a inspeção visual inicial dos dados, que pode fornecer a primeira impressão sobre a complementaridade e o potencial de hibridização do parque e de quão perto do ideal citado na seção 2.3 a UEF tenderá a ficar. Em resumo, são traçadas nesta etapa as curvas que apontam os horários médios de pico de geração de ambos os recursos. É fundamental ressaltar que todos os cálculos nesta seção são realizados a partir das Potências Horárias Base apresentadas na seção 3.1.3.

**a) Fatores de Capacidade Mensais:** devem ser calculados os FCs mensais da EOL, da UFV e da UEF que representem um ano típico, ou seja, o FC médio de cada mês do ano, baseando-se nas medições disponíveis. Em outras palavras, calcula-se o FC médio do mês 1 que representa a média dos FCs médios do mês 1 (janeiro) nos 3 anos (ou mais) de medições disponíveis e assim sucessivamente, usando-se as fórmulas indicadas na subseção 2.1 e o conceito de PR na subseção 2.2 para a produção de energia, de forma análoga para a UEF.

Após o cálculo do FC médio de cada um dos doze meses para a EOL, UFV e UEF, traça-se um gráfico do Ano Típico para inspeção visual. As fontes serão tão mais complementares na escala mensal quanto à inversão do comportamento de suas curvas, ou seja, quando o FC de um determinado mês de uma fonte estiver alto e, no mesmo mês, o FC da outra fonte estiver baixo.

**b) Curvas de Geração Horária de Dias Típicos Mensais:** Para traçá-las, deve-se calcular a potência média de cada fonte (EOL, UFV e UEF) para cada hora do ano, obtendo-se 8760 horas de geração horária média. Se houver 3 anos de medição, por exemplo, a hora 1 será a média da hora 1 dos 3 anos e assim por diante.

Em seguida, devem-se separar estas horas em meses e calcular os dias típicos de cada um dos doze meses típicos. Desta forma, o dia típico do mês 1 (janeiro) deverá conter 24h, onde cada hora conterà as médias horárias de geração de cada fonte (EOL, UFV e UEF). Assim, a hora 0 (0h) conterà a potência calculada pela média das 30 horas 0 daquele mês típico. O mesmo deve ser feito para a hora 1 até a hora 23. Por fim, traçam-se os 12 gráficos de cada dia típico, onde cada dia típico mensal conterà 3 curvas de potência traçadas: EOL, UFV e UEF.

A realização da análise mensal é importante para se estimar qualitativamente a complementaridade entre as fontes em meses diferentes do ano. Apesar do método unificar a geração mensal através de um dia típico, tal separação permite ao analista identificar possíveis implicações nas estratégias de venda de energia. Por exemplo, pode-se identificar uma sequência de meses em que a geração é muito baixa e outros meses com geração muito alta, permitindo definições de estratégias diferenciadas de comercialização de energia.

As etapas anteriores permitem a observação do comportamento da geração das fontes, conforme mencionado. Apesar da importância destas observações, o ideal seria a

adoção de uma ferramenta estatística que pudesse indicar o potencial de complementaridade entre as fontes e, conseqüentemente, o potencial de hibridização.

Assim, a próxima etapa calcula a Correlação Mensal entre a geração base da EOL e da UFV. Dado que não há indícios que permitam afirmar ou negar a utilidade desta ferramenta estatística para apontar o potencial de hibridização da localidade, o objetivo, então, é proceder com o cálculo e analisar caso a caso os resultados em cada localidade. Em outras palavras, esta etapa não é fundamental para atingir o objetivo final deste trabalho (otimizar uma planta híbrida), mas é importante para contribuir com a construção do conhecimento a respeito da adoção de UEFs.

Serão utilizados aqui os dados de potência média horária dos dias típicos mensais calculados na etapa anterior. Assim, para cada mês, será calculada a Correlação entre as 24h da potência base da EOL e as 24h da potência base da UFV. A fórmula da Correlação é dada na (Eq. 7) da subseção 2.3.5.

Assim, obtém-se um vetor com 12 correlações que devem ser representadas num gráfico, onde o valor de cada uma indicará o tipo de correlação, conforme apontado também na subseção 2.3.5:

Com o objetivo de avaliar a qualidade da informação que a Correlação traz, calcula-se o  $DPRel_{b_h}$  mensal da UEF de maneira idêntica à Correlação, usando-se, entretanto, a (Eq. 20).

$$DPRel_{b_h} [\%] = \frac{DesvPad_{b_h}}{M_{b_h}} * 100 \quad (\text{Eq. 20})$$

Em que:

- $DesvPad_{b_h}$  é o desvio padrão dos 24 valores de  $P_{b_h}$  ao longo do dia típico de um cenário.
- $P_{b_h}$  é a Potência Base Híbrida, dada por:

$$P_{b_h} [MW] = P_{b_{eol}} + P_{b_{sol}} \quad (\text{Eq. 21})$$

- $M_{b_h}$  é a média dos 24 valores de  $P_{b_h}$  ao longo do dia típico de um cenário.

Desta forma, com os valores de  $DPRel_{b_h}$  calculados, traça-se um gráfico com os 12 meses do ano típico e compara-se com o gráfico de Correlação, mês a mês. Assim, se a Correlação for um bom indicador do potencial de hibridização, espera-se que a EOL e

a UFV apresentem boa complementaridade onde houver Correlação Negativa Forte (entre -0,5 e -1,0), ou seja, quando a geração eólica atingir o seu mínimo durante a máxima da geração solar. Bem como é de se esperar o oposto: para uma Correlação Positiva Forte (entre 0,5 e 1,0), que a EOL e a UFV atinjam o seu máximo de geração simultaneamente.

**c) Dispersão X por Y da  $P_{b\_eol}$  e da  $P_{b\_sol}$ :** Por fim, deve-se traçar este gráfico com o objetivo de inspecionar a relação entre as duas variáveis, observando-se se é uma relação linear ou não-linear. E, se for não-linear, observar qual tipo de não-linearidade elas apresentam. Este gráfico usará da mesma base de dados calculada anteriormente, apresentando as potências médias horárias de cada mês, totalizando 12 gráficos, onde cada um terá 24 pontos (horas), onde a coordenada X de cada ponto corresponde a  $P_{b\_eol}$  e a coordenada Y corresponde a  $P_{b\_sol}$ .

Todas as etapas aqui descritas tem o objetivo de colaborar, em maior ou em menor grau, com a avaliação qualitativa dos dados por parte do analista, que poderá identificar tendências horárias e mensais de geração da EOL, UFV e da UEF, bem como identificar possibilidades de composição de portfólio com outras usinas e localidades ou demais características de geração da localidade que possam ser úteis.

### 3.2. MÉTODO DE MONTE CARLO - ANÁLISE ESTOCÁSTICA DE GERAÇÃO DE UMA USINA EÓLICO-FOTOVOLTAICA

Nas etapas anteriores, os dados foram cuidadosamente separados em meses tão somente para possibilitar a análise qualitativa do comportamento dos recursos solar e eólico. Esta separação mensal não será considerada desta etapa em diante, visando simplificar os cálculos e a análise, ou seja, não serão consideradas as sazonalidades (variações mensais) dos recursos na montagem do MMC e nem na otimização.

Apesar desta desconsideração, a organização dos dados já realizada nas etapas anteriores será aproveitada no que diz respeito aos recursos dispostos na base horária, pois o método se valerá das médias horárias na montagem de um dia típico e esta será base do método, cujas etapas principais podem ser resumidas conforme a Figura 21.

Para a montagem estatística necessária à modelagem de Monte Carlo, foram usados os dados horários de irradiação e velocidade do vento dos 3 anos de medição multiplicados pelos 365 dias do ano, totalizando aproximadamente 1095 amostras para cada hora. Este espaço amostral é considerado suficiente para a definição da Curva

Estatística adotada no Método de Monte Carlo, devido às pequenas diferenças de Desvio Padrão encontradas, conforme indicado em [60].

De posse destas amostras, calcularam-se as médias e os desvios padrões dos recursos para cada hora. Assim, para cada hora deve ser montado um ou mais cenários sintéticos baseados na distribuição amostral que caracteriza o comportamento de cada recurso. Neste trabalho, foi adotada a Distribuição Normal por ser largamente utilizada como a principal distribuição nas modelagens estatísticas publicadas em todo mundo e em diversos campos [61].

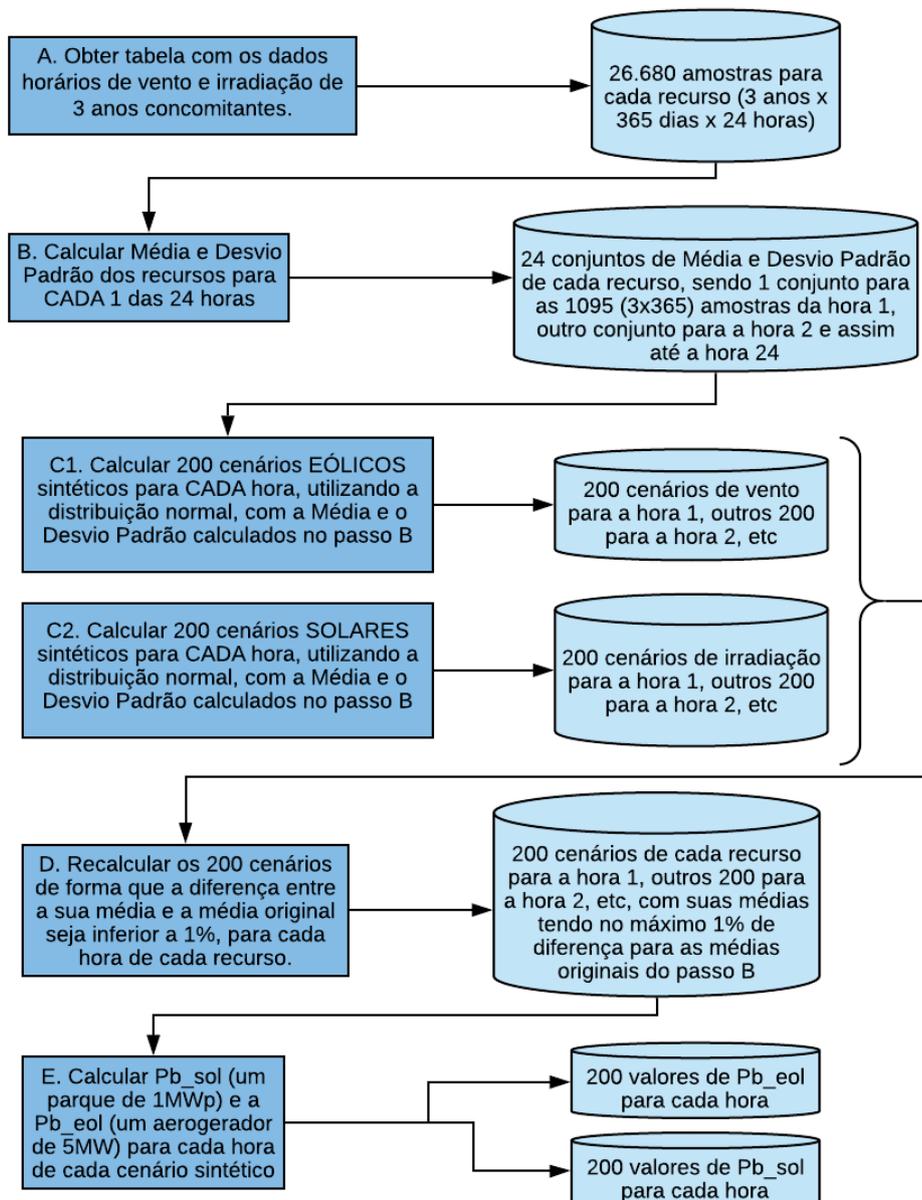


Figura 21 – Fluxograma das etapas de aplicação do MMC na criação de cenários sintéticos de geração de uma UEF [Elaboração própria]

Assim, estipulam-se 200 cenários sintéticos a serem criados, onde cada cenário representa um dia típico (24 horas) de recurso solar. Idem para o recurso eólico. Em outras palavras, cada cenário contém 24 horas, de forma que a média dos 200 cenários do recurso solar de cada hora do dia obedece à mesma média daquele horário da amostra original, com um erro máximo de 1%. Idem para o recurso eólico.

Os valores foram gerados aleatoriamente, usando o programa Microsoft Excel, obedecendo à média e ao desvio padrão de uma distribuição normal horária do recurso solar/eólico. Uma sugestão de como organizar a tabela para gerar os cenários sintéticos pode ser vista na Figura 22, com um exemplo para os cenários eólicos.

| CENÁRIOS EÓLICOS |        |        |       |         |         |
|------------------|--------|--------|-------|---------|---------|
| Hora             | 0      | 1      | ...   | 22      | 23      |
| Média            | M0     | M1     | M...  | M3      | M4      |
| DesvPad          | D0     | D1     | D...  | D3      | D4      |
| Média Calc       | MC0    | MC1    | MC... | MC3     | MC4     |
| DesvPadCalc      | DC0    | DC1    | DC... | DC3     | DC4     |
| ErroMedCalc      | EM0    | EM1    | EM... | EM3     | EM4     |
| ErroDesvPad      | ED0    | ED1    | ED... | ED3     | ED4     |
| Cen 1            | V1,0   | V1,1   | ...   | V1,22   | V1,23   |
| Cen 2            | V2,0   | V2,1   | ...   | V2,22   | V2,23   |
| Cen...           | ...    | ...    | ...   | ...     | ...     |
| Cen 199          | V199,0 | V199,1 | ...   | V199,22 | V199,23 |
| Cen 200          | V200,0 | V200,1 | ...   | V200,22 | V200,23 |

**Figura 22 – Modelo de tabela para organização dos dados de entrada para criação dos cenários sintéticos de geração**

Em que:

- Média e DesvPad são calculados a partir dos dados originais.
- MediaCalc e DesvPadCalc são a Média e o Desvio Padrão dos cenários sintéticos.
- ErroMedCalc e ErroDesvPad são os erros relativos entre Média e MediaCalc e DesvPad e DesvPadCalc.
- V1,0 equivale à velocidade de vento sintética do cenário 1 da hora 0.

São gerados valores aleatórios atendendo à média (Média) e ao desvio padrão (DesvPad) originais de forma que ErroMedCalc e ErroDesvPad sejam inferiores a 1%.

De posse destes 200 cenários sintéticos dos recursos solar e eólico, montou-se uma tabela onde foram calculadas e organizadas a  $Pb_{sol}$  (um parque de 1MWp) e a  $Pb_{eol}$  (um aerogerador de 5MW) para cada hora de cada cenário.

### 3.3. CÁLCULO DA VARIABILIDADE E DO LCOE DA USINA EÓLICO-FOTOVOLTAICA

Após a montagem dos cenários sintéticos de  $Pb_{eol}$  e  $Pb_{sol}$ , deve-se preparar a Análise Estatística que será a base da otimização a ser apresentada na Seção 3.4. Além disso, deve-se preparar também a Análise Financeira, que, mesmo não sendo o objetivo da otimização neste trabalho, desempenha papel fundamental como referência para a tomada de decisões e será necessária para a Seção 4.3.

**a) Cálculo da Variabilidade -  $DPRel$ :** o núcleo deste trabalho é a busca pela redução da Variabilidade diária, ou seja, a redução do Desvio Padrão da geração no dia típico. Em outras palavras, este trabalho é baseado num cálculo estatístico. Assim, esta etapa visa organizar os dados e calcular o  $DPRel$  de cada cenário.

Inicialmente, deve-se criar uma tabela muito similar à citada na etapa anterior contendo  $Pb_{eol}$  e  $Pb_{sol}$  horárias do dia típico de cada cenário, porém, cada um dos cenários deverá ser multiplicado por um fator diferente,  $X1,1$  (eólico do cenário 1) e  $X2,1$  (solar do cenário 1) e deverá ter seu par de  $X1$  e  $X2$  e ambos deverão ser iniciados com o valor unitário. Estas novas potências resultantes são chamadas de  $Pr_{sol}$  e  $Pr_{eol}$ . Além disso, de posse das potências base multiplicadas pelos respectivos fatores, deve-se calcular também a  $Pr_h$  (Potência Resultante Híbrida) para cada cenário, dada pela (Eq. 22).

$$DPRel_{r_h}[\%] = \frac{DesvPad_{r_h}}{M_{r_h}} * 100 \quad (\text{Eq. 22})$$

Em que:

- $DesvPad_{r_h}$  é o desvio padrão dos 24 valores de  $Pr_h$  ao longo do dia típico de um cenário.
- $Pr_h$  é a Potência Resultante Híbrida, dada por:

$$Pr_h [MW] = Pr_{eol} + Pr_{sol} \quad (\text{Eq. 23})$$

- $M_{r_h}$  é a média dos 24 valores de  $Pr_h$  ao longo do dia típico de um cenário.

É fundamental destacar aqui que escolheu-se o Desvio Padrão Relativo para evitar que o resultado da otimização a ser realizada nas etapas posteriores tenda ao menor Desvio Padrão Absoluto, que representaria a menor potência instalada, quando deseja-se forçar a otimização a buscar também por potências instaladas superiores que tenham um desvio padrão relativo menor.

Por fim, o resultado será uma tabela com 200 cenários onde cada um desses cenários terá seu  $X1$ , seu  $X2$  e as 24 potências horárias  $Pr_{eol}$ ,  $Pr_{sol}$  e  $Pr_h$  calculadas. A esta tabela dá-se o nome de “Geração Resultante”

**a) Cálculo do LCOE:** o cálculo do LCOE é uma referência com duas funções principais neste trabalho: contribuir na avaliação dos resultados e na elaboração da subseção 4.3, onde são feitas propostas para incentivar a implantação de UEFs.

O objetivo desta etapa da metodologia é calcular o LCOE para cada cenário, de forma similar ao DPReI, usando a (Eq. 3) da subseção 2.3.4, devendo-se calcular a Energia Total da Vida do Projeto ( $E_{TVP}$ ), os Custos e o Fator de Recuperação de Capital (FRC).

A  $E_{TVP}$  é a média anual de geração ao longo do período de vida do projeto, considerando a degradação dos geradores. O período considerado foi de 30 anos, a degradação eólica 0,8% anual e degradação solar 0,7% anual. Estes valores são baseados nos dados dos fabricantes e em práticas de mercado, a exemplo do indicado no ANEXO 1 – DATASHEET DO PAINEL SOLAR ADOTADO.

Os custos envolvidos em uma UEF são divididos em dois conjuntos principais: Custo de Implantação da UEF ( $C_{i_h}$ ) e Custo de Operação e Manutenção da UEF ( $C_{O\&M_h}$ ), que se subdividem conforme indicado na subseção 2.3.4. Seguem os valores unitários (por MW) indicados separadamente por fonte na

Tabela 5.

Os valores correspondem aos citados na seção 2.3.3. Ressalta-se que é sabido que os Custos de Implantação e de O&M variam com a potência instalada do parque devido ao ganho de escala, entretanto, foram considerados fixos neste trabalho devido à falta de referências indicando o comportamento destas variáveis.

Por fim, o cálculo do FRC se dá conforme o descritivo da (Eq. 3) da subseção 2.3.4, considerando  $r$  (taxa de retorno) igual a 14% como referência estimada de mercado.

**Tabela 5 – Custos unitários para cada fonte**

|               | <b>Acrônimo</b>  | <b>Valor</b> | <b>Unidade</b> | <b>Descrição</b>                |
|---------------|------------------|--------------|----------------|---------------------------------|
| <b>EÓLICO</b> | $C_{o\&M\_eol}$  | 474,80       | MR\$/MW/ano    | Custo do O&M                    |
|               | $C_{i\_eol}$     | 6.647,20     | MR\$/MW        | Custo de Implantação Completa   |
|               | $C_{terr\_eol}$  | 199,42       | MR\$/MW        | Custo do terreno                |
|               | $C_{TR\_a\_eol}$ | 465,30       | MR\$/MW        | Custo do Transformador de AT    |
|               | $C_{TR\_b\_eol}$ | 199,42       | MR\$/MW        | Custo do Transformador de BT    |
|               | $C'_{i\_eol}$    | 5.783,06     | MR\$/MW        | Custo de Implantação Resultante |
| <b>SOLAR</b>  | $C_{o\&M\_sol}$  | 82,67        | MR\$/MW/ano    | Custo do O&M                    |
|               | $C_{i\_sol}$     | 4.443,62     | MR\$/MW        | Custo de Implantação Completa   |
|               | $C_{terr\_sol}$  | 133,31       | MR\$/MW        | Custo do terreno                |
|               | $C_{TR\_a\_sol}$ | 186,63       | MR\$/MW        | Custo do Transformador de AT    |
|               | $C_{TR\_b\_sol}$ | 79,99        | MR\$/MW        | Custo do Transformador de BT    |
|               | $C'_{i\_sol}$    | 4.043,69     | MR\$/MW        | Custo de Implantação Resultante |

De posse dos valores acima calculados, calcula-se o LCOE para cada cenário, que, da maneira que foi construído, será uma função também de  $P_{r\_eol}$  e  $P_{r\_sol}$ . Assim, à medida que se alteram os valores destas variáveis, calcula-se automaticamente o valor do LCOE em cada cenário, permitindo análises sobre o conjunto de resultados.

### 3.4. OTIMIZAÇÃO: PROGRAMAÇÃO NÃO-LINEAR NA OTIMIZAÇÃO DE UMA USINA EÓLICO-FOTOVOLTAICA

Esta etapa baseia-se na técnica de Programação Não-Linear chamada Gradiente Reduzido Generalizado, já citada e descrita na subseção 2.4.3, e tem como objetivo definir  $P_{eol\_inst}$  e  $P_{sol\_inst}$  (potências instaladas) para minimizar (otimizar) o  $DPR_{rel}$  da UEF. Estas etapas podem ser detalhadas assim:

1- **ETAPA 1:** para cada cenário, minimizar a variabilidade diária da geração através de um parque híbrido, ou seja, o desvio padrão relativo ( $DPR_{rel}$ ), alterando as variáveis  $X1$  e  $X2$  da (Eq. 24), que são multiplicadores da potência eólico e solar instaladas, respectivamente. Assim, notam-se:

- i. Se  $X1=1$ , tem-se um parque eólico de  $P_{eol\_inst} = 5\text{MWp}$  (1 aerogerador).
- ii. Se  $X2=3$ , tem-se um parque solar com  $P_{sol\_inst} = 3\text{MWp}$  instalados.

iii. Potência Híbrida mínima do parque: 30MW.

iv. Potência Máxima do Parque: 300MW.

v. Potência mínima instalada de cada fonte: 0,1MW

vi. Apesar da característica intrínseca de  $X1$  e  $X2$  de pertencerem ao conjunto dos números inteiros, optou-se por não os limitar desta forma porque, além da dificuldade dos algoritmos de Programação Inteira, os números reais apontam maiores possibilidades de interpretação dos resultados. Por exemplo, se  $X2 = 2,4$ , tem-se que a potência eólica ótima seria de 12MW, que seria alcançável com dois aerogeradores de 6MW. Neste trabalho, esta situação levaria à mudança de  $X2$  para 2 (valor mais próximo). Mas apesar da inexatidão que esta mudança propicia devido à diferença para a curva de potência real,  $X2 = 2,4$  serviria de alerta para o analista avaliar a possibilidade de troca do aerogerador.

vii. Optou-se por adotar os valores iniciais de  $X1=X2=5$  para iniciar a otimização, representando um parque de 25MW eólicos e 5MWp solares, por atenderem aos seguintes critérios estabelecidos:

1.  $X1$  e  $X2$  devem ser maiores ou iguais ao caso base:  $X1 \geq 1$  e  $X2 \geq 1$ ;

2. Potência Híbrida do parque maior ou igual a 30MW;

Para a aplicação do método GRG foi utilizada a ferramenta Solver do programa Microsoft Excel, através da opção “GRG *nonlinear*”, e o problema é representado assim:

$$\text{Minimizar} \quad DP_{Rel} [X1, X2, P_{b\_eol}, P_{b\_sol}] = \frac{DesvPad_h}{M_h} * 100 \quad (\text{Eq. 24})$$

$$\begin{aligned} \text{sujeito a:} \quad & X1 \geq 0,1, \\ & X2 \geq 0,1, \\ & 5X1 + X2 \geq 30, \\ & 5X1 + X2 \leq 300, \end{aligned}$$

Em que:

- $X1$  é o multiplicador da potência eólica base, considerada 5MW.
- $X2$  é o multiplicador da potência solar base, considerada 1MW.
- $DesvPad_h = \sqrt{\frac{\sum_{i=0}^{23} (P_{r\_h_i} - M_h)^2}{24}}$  é o desvio padrão das potências híbridas do cenário.
- $M_h$  é a média da potência híbrida gerada nas 24 horas do dia típico.

- $P_{r_{h_i}}$  é a componente  $i$  do vetor de Potências Híbridas Resultantes da soma de  $P_{r_{eol_i}}$  e  $P_{r_{sol_i}}$ , ou seja,  $P_{r_{h_1}} = P_{r_{eol_1}} + P_{r_{sol_1}}$ ,  $P_{r_{h_2}} = P_{r_{eol_2}} + P_{r_{sol_2}}$  etc.
- $P_{r_{eol_i}}$  e  $P_{r_{sol_i}}$  são os componentes  $i$  do vetor de Potências Resultantes da parte eólica e da parte fotovoltaica, respectivamente, após a multiplicação de  $P_{b_{eol_i}}$  por  $X1$  e  $P_{r_{sol_i}}$  por  $X2$ .
- $P_{b_{eol_i}}$  e  $P_{r_{sol_i}}$  são os componentes  $i$  do vetor de Potências Base geradas na hora  $i$ , referentes a um aerogerador de 5MW e um parque solar de 1MW, respectivamente.

Assim, após a execução da otimização nos 200 cenários, tem-se 200 valores de  $X1$  e de  $X2$  combinados, de forma que:

- A  $P_{eol_{inst}}$  é definida pela média dos 200 valores de  $X1$  otimizados multiplicada por 5MW e representa a Potência Eólica Instalada proposta para a UEF.
- A  $P_{sol_{inst}}$  é definida pela média dos 200 valores de  $X2$  otimizados e representa a Potência Solar Instalada proposta para a UEF.

A tabela “Geração Resultante” criada na subseção 3.3 pode e deve ser inspecionada, pois seus valores deverão ter sido alterados automaticamente com os resultados de  $X1$  e  $X2$ . Ela permitirá a análise da distribuição destes resultados através de histogramas, tanto da potência instalada indicada pela média das otimizações, quanto dos cenários de geração propostos. Desta forma poderão ser concluídas probabilidades de valores de geração, pontos discrepantes etc., permitindo ao analista interpretar os valores de potência definidos pela metodologia.

2- **ETAPA 2:** Aplicar aos mesmos 200 cenários as médias  $P_{eol_{inst}}$  e  $P_{sol_{inst}}$  encontrada na etapa anterior, obtendo-se  $DPRel_m$ , que é a média do  $DPRel$  dos 200 cenários. Entretanto, deve-se antes corrigir o valor de  $P_{eol_{inst}}$  de forma que seja múltiplo de 5MW para retratar a realidade. A forma de correção escolhida neste trabalho foi arredondar para o múltiplo de 5 mais próximo. Nota-se que  $P_{sol_{inst}}$  não necessita de correção, dado que a UFV é composta de módulos cuja potência nominal é de uma ordem de grandeza muito inferior aos megawatts, permitindo que se trabalhe com duas casas decimais nos resultados de  $X2$ .

Os resultados de  $DPRel$  nos 200 cenários permitem uma análise estatística, utilizando-se de histogramas e diagramas de caixas para visualizar a distribuição e as probabilidades de ocorrência do resultado.

Em suma, com estas duas etapas apresentadas são obtidas as  $P_{eol\_inst}$  e  $P_{sol\_inst}$  a serem instaladas na UEF, bem como o  $DPRel\_m$  que representará a média da variabilidade diária esperada para esta UEF.

## 4. ESTUDOS DE CASO

A metodologia apresentada no capítulo 3 foi elaborada e aplicada em dois casos que serão descritos e seus resultados analisados a seguir.

### 4.1. DESCRIÇÃO DOS CASOS

Foram estudados neste trabalho dois casos em localidades distintas:

- Caso 1 – Bahia,
- Caso 2 – Rio Grande do Norte.

As localizações foram selecionadas pela existência de dados de medição eólica realizada através de estações meteorológicas exclusivas em ambas as regiões. Nos dois casos, os dados eólicos foram medidos através de campanha de medição realizada pela empresa ENERGISA S.A. e, por serem dados sigilosos fornecidos pela empresa exclusivamente para a realização deste trabalho, as localidades exatas foram omitidas buscando preservar a confidencialidade estratégica das informações.

Os dados solares foram adquiridos através de [57] para as coordenadas dos dois casos.

Ressalta-se que foram analisados os dados eólicos e solares de 3 anos seguidos para cada localidade, sendo de 2014 a 2016 para a BA e de 2010 a 2012 para o RN.

Neste trabalho optou-se por apresentar o estudo da hibridização em duas localidades diferentes com o objetivo de demonstrar que este estudo deve ser individualizado, já que os resultados podem ser significativamente diferentes, conforme poderá ser visto. Visando a organização e a fluidez da leitura, optou-se por mostrar os resultados do Caso 2 no APÊNDICE 1 – RESULTADOS DO CASO 2 - RIO GRANDE DO NORTE.

### 4.2. RESULTADOS DO CASO 1 - BAHIA

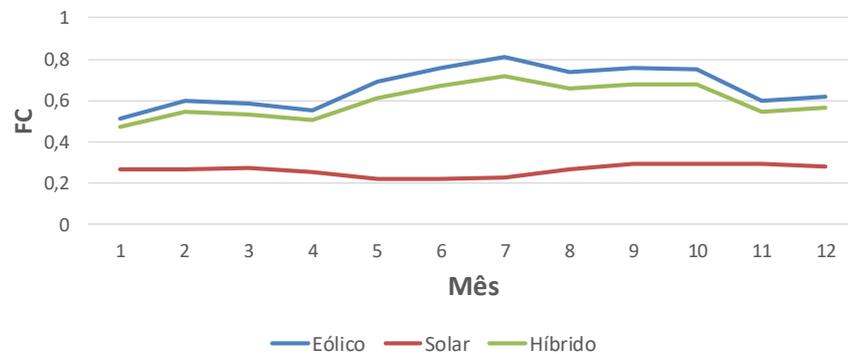
Serão expostos a seguir os resultados da aplicação da metodologia descrita no capítulo 3 a um caso específico na BA.

#### 4.2.1. Avaliação qualitativa da complementaridade

Aplicam-se nesta etapa os passos indicados na seção 3.1.4., ressaltando-se que todos os cálculos foram baseados nas potências base de cada fonte, aplicando-se os recursos solar e eólico médio medidos, sejam horários ou mensais.

##### - Fator de Capacidade

Para uma análise na escala mensal, a análise do Fator de Capacidade pode trazer contribuição considerável. A Figura 23 traz mostras significativas a este respeito quando se considera o ano típico, onde é apresentado um FC médio para cada mês.



**Figura 23 – Fator de Capacidade Mensal em um ano típico no Caso 1 [Elaboração própria]**

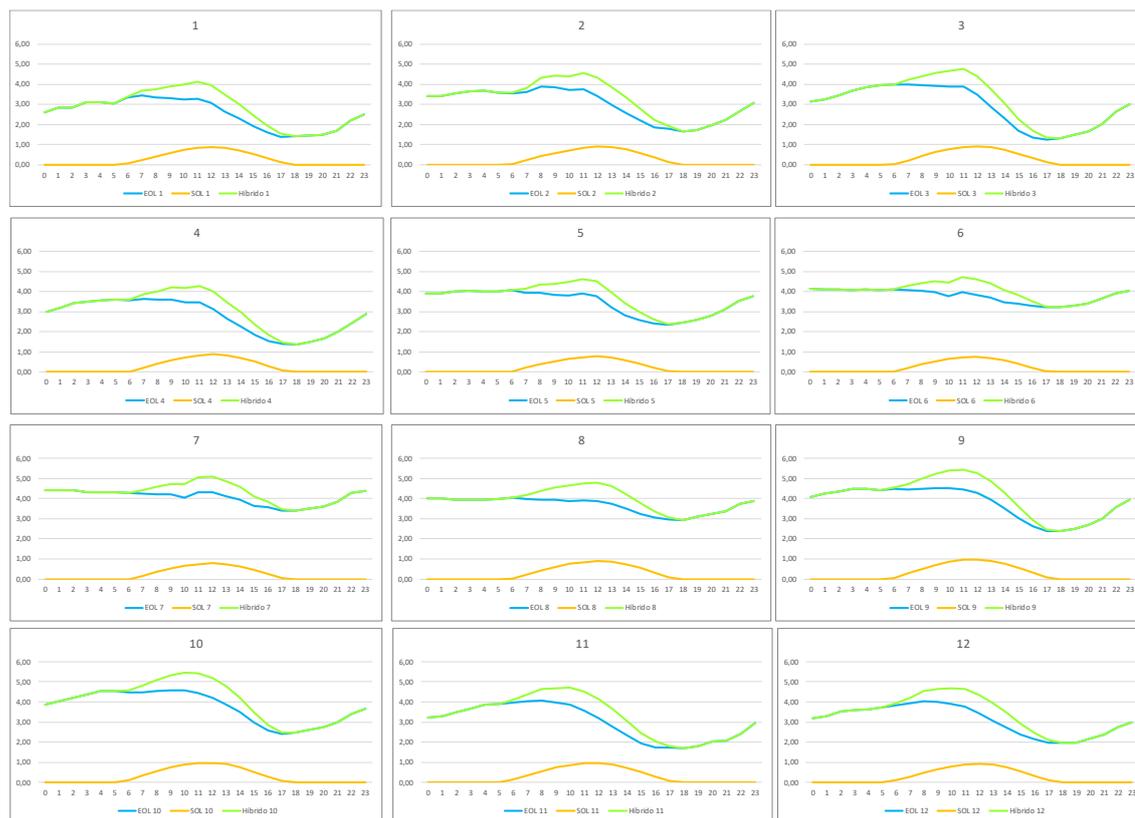
Observam-se:

- O FC\_eol médio anual é 0,66.
- O FC\_sol médio anual é 0,26.
- O FC\_hib médio anual é 0,60, justificado devido à potência base eólica considerada ser de 5MW e a solar ser de 1MW, prevalecendo a primeira, conforme demonstrado em [31].
- Nos meses 1, 2, 3, 11 e 12, quando o FC\_eol está baixo, o FC\_sol está mais alto.
- Nos meses 4 a 7, quando o FC\_eol está aumentando e chegando ao seu máximo, o FC\_sol está atingindo o seu mínimo.
- Nos meses 8 a 10, ambos os valores estão nos seus máximos ou próximos.

**CONCLUSÃO PARCIAL 1:** Nos gráficos de FC para um ano típico, a escala mensal apresenta um bom potencial de complementaridade. Entretanto, a análise apenas do FC não pode ser considerada taxativa.

### - Curvas de Geração Horária de Dias Típicos

A análise da geração horária de um dia típico de cada mês possibilita uma inspeção um pouco mais detalhada, conforme a Figura 24.



**Figura 24 - Complementaridade da geração eólica e solar e a geração híbrida, para cada mês, no Caso 1, considerando um dia típico do mês. Eixo vertical: Potência em MW. Eixo horizontal: Hora do dia. [Elaboração própria]**

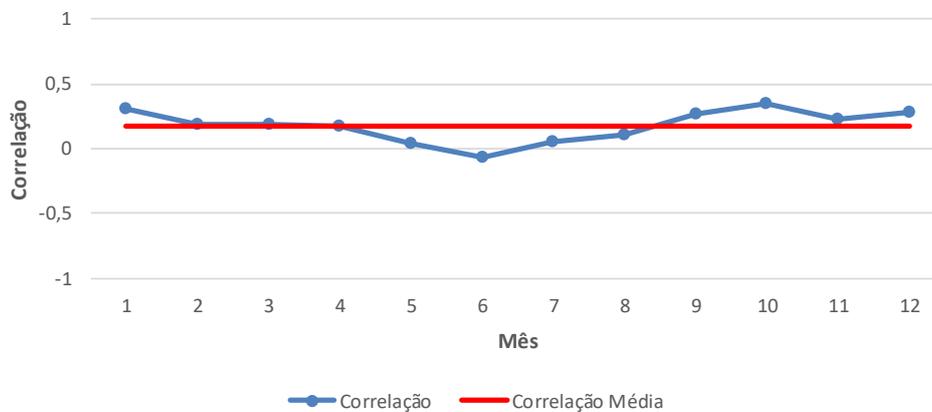
A Figura 24 permite fazer uma primeira inferência de que a complementaridade entre as fontes eólica e solar NÃO ocorre de maneira ideal quando observada na escala horária, isto é, em todos os meses a geração eólica tem seu mínimo em torno das 17h, quando a geração solar também já está no seu fim de ciclo diário. É notório que o ideal seria que a geração eólica tivesse seu mínimo às 12h, no máximo da geração solar.

**CONCLUSÃO PARCIAL 2:** a complementaridade da geração horária não apresenta bom potencial de aproveitamento, já que o mínimo de geração eólica ocorre às 17h em todos os meses, quando a geração solar está próxima de zero.

Apesar de o máximo da geração solar e o mínimo da geração eólica não serem concomitantes, isso não significa a inexistência de potencial de aproveitamento da união de ambas, havendo ainda a possibilidade de as fontes se comportarem de tal forma que reduzam a variabilidade diária da potência gerada, o que será tratado adiante.

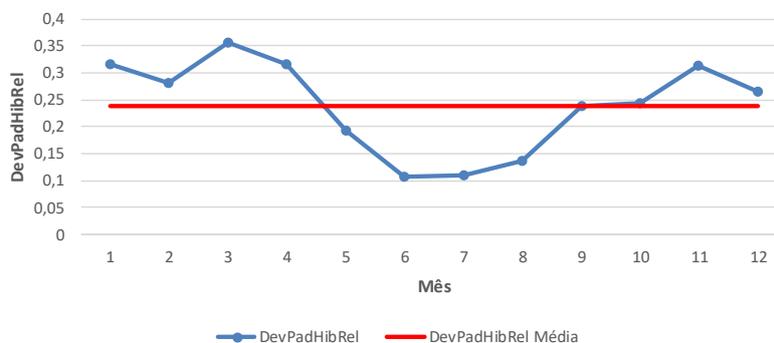
### - Cálculo da Correlação Mensal

Visando complementar as análises anteriores, calcula-se a Correlação, conforme apontado no item 3.1.4, sendo o resultado de sua aplicação ao caso da BA indicado na Figura 25.



**Figura 25 – Correlação entre Geração Eólica e Solar no Caso 1 para cada hora. [Elaboração própria]**

Já a Figura 26 permite observar o comportamento do Desvio Padrão Relativo da Geração Híbrida.



**Figura 26 – Desvio Padrão Relativo da Geração Híbrida no Caso 1 para cada mês. [Elaboração própria]**

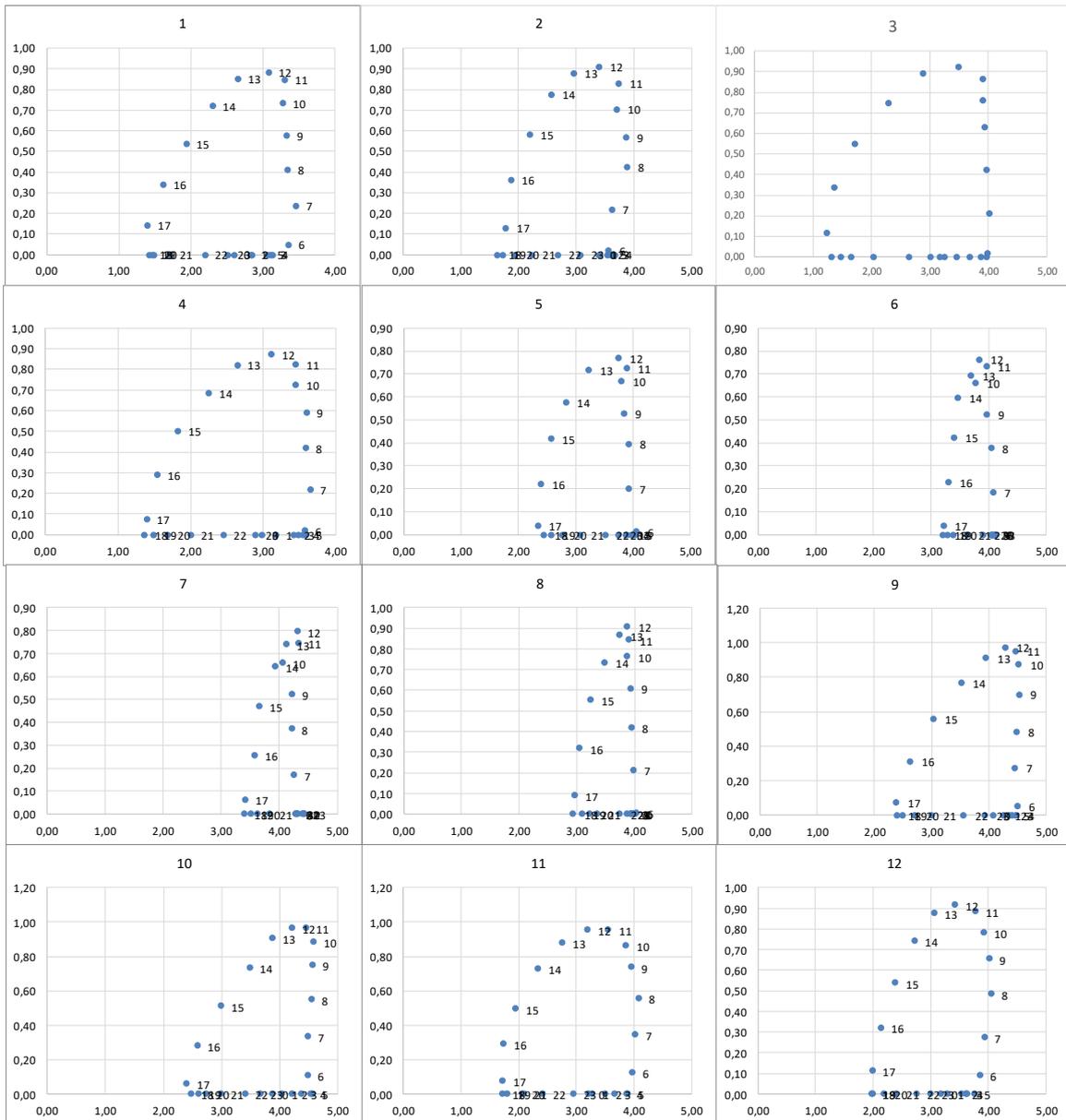
É possível notar, neste caso, que a geração eólica e solar possuem Correlação Linear Fraca (menor que 0,5) em todos os meses, em média 0,26, ou seja, há uma tendência pequena de as duas fontes aumentarem a sua geração simultaneamente. Em outras palavras, há uma pequena tendência à NÃO complementaridade.

Observa-se também na Figura 25 e na Figura 26 que nos meses 5, 6, 7 e 8, quando a Correlação é próxima de nula ou até negativa (pouco negativa, maior que -0,5), o Desvio Padrão Relativo está no seu menor patamar. Em outras palavras, neste caso, a menor Correlação está acompanhada da redução da variabilidade (maior complementaridade). Entretanto, o oposto não ocorre, pois nota-se que os meses 1 e 10 possuem as maiores correlações, mas não apresentam as maiores variabilidades (desvio padrão relativo).

**CONCLUSÃO PARCIAL 3:** em alguns meses, a Correlação Linear foi um bom indício para o potencial de redução da variabilidade, em outros, não. Ou seja, não há condições para concluir que a Correlação é uma boa medida para o cálculo do potencial de redução da variabilidade mensal.

Dado que a correlação não se mostrou uma ferramenta matemática ideal para quantificar o potencial de complementaridade, é natural que se continue a busca. E, já que a Correlação calculada anteriormente é, na verdade, um cálculo de Correlação Linear, pressupõe-se que o cálculo da Correlação Não-linear poderá trazer contribuição melhor.

Na estatística existem algumas ferramentas para tal, como o Eta-Quadrado, Ômega-Quadrado, Regressão Não-Linear, entre outras, entretanto, não é escopo deste trabalho aprofundar a busca por esta ferramenta. Apesar disso, é válido apontar o comportamento das potências Eólica e Solar geradas em um plano cartesiano, conforme Figura 27.



**Figura 27 – Gráficos mensais de dispersão Peol (eixo X) e Psol (eixo Y) a cada hora  
[Elaboração própria]**

Observa-se na Figura 27 uma tendência parabólica em alguns meses se ignoradas as horas sem sol (pontos locados no eixo das abcissas), exceto nos meses 6, 7 e 8, meses estes que apresentam comportamento de difícil interpretação. Assim, sugere-se um aprofundamento nesta análise em trabalhos futuros, em que se possa indicar qual tipo de Correlação Não-Linear poderia apontar o potencial de complementaridade (redução do desvio padrão relativo) das fontes solar e eólica.

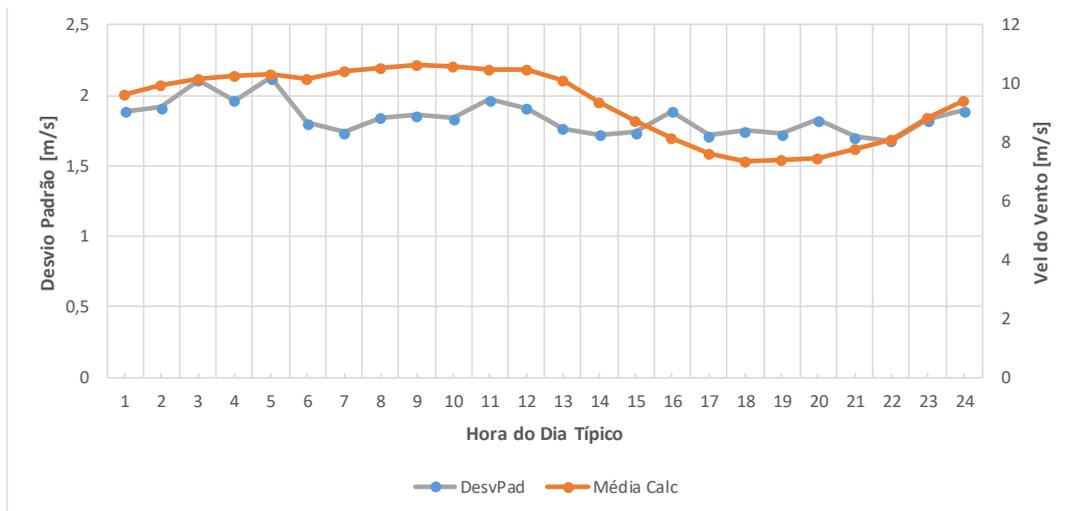
Em suma, apesar de as análises não terem sido conclusivas a respeito do potencial de complementaridade, elas são importantes para que o analista adquira maior

sensibilidade ao comportamento dos recursos, aprimorando sua capacidade de avaliação dos resultados que serão obtidos nos próximos itens.

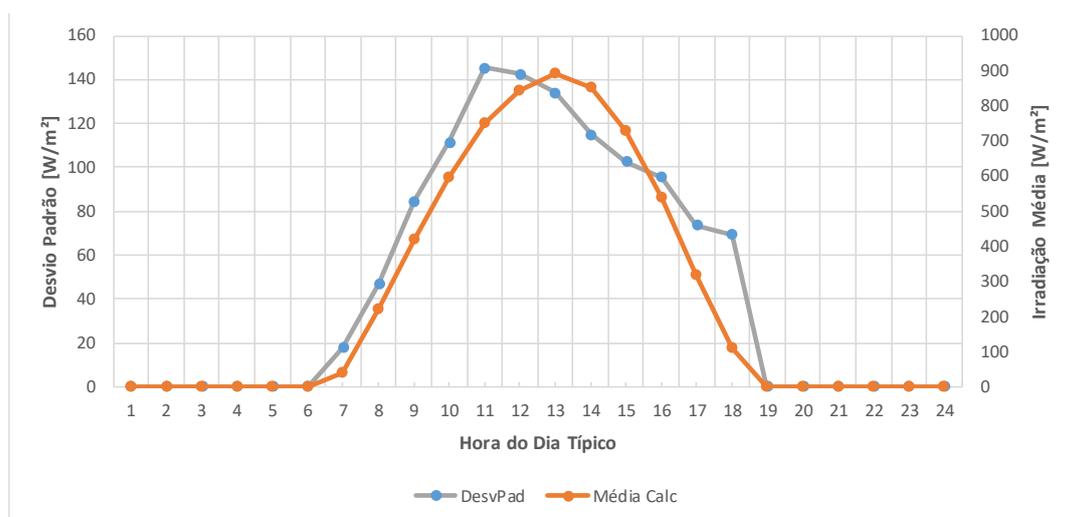
#### 4.2.2. Método de Monte Carlo

Aplica-se aqui a metodologia indicada na subseção 3.2.

Inicialmente, foram calculadas as seguintes Médias e Desvios Padrão horários para ambos os recursos, conforme Figura 28 e Figura 29:



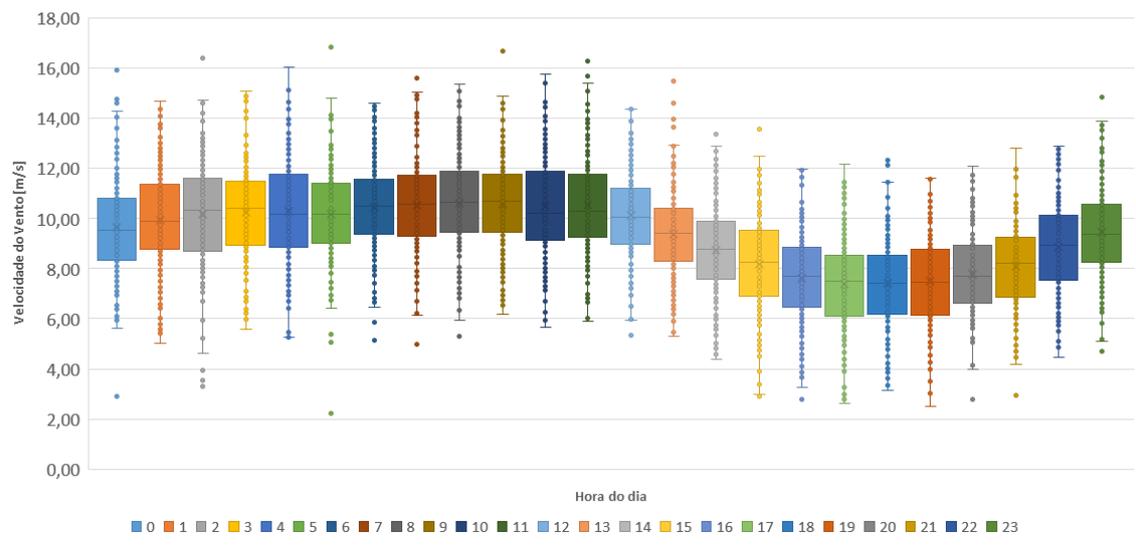
**Figura 28 – Médias e Desvios Padrões horários da velocidade de vento no Caso 1 [Elaboração própria]**



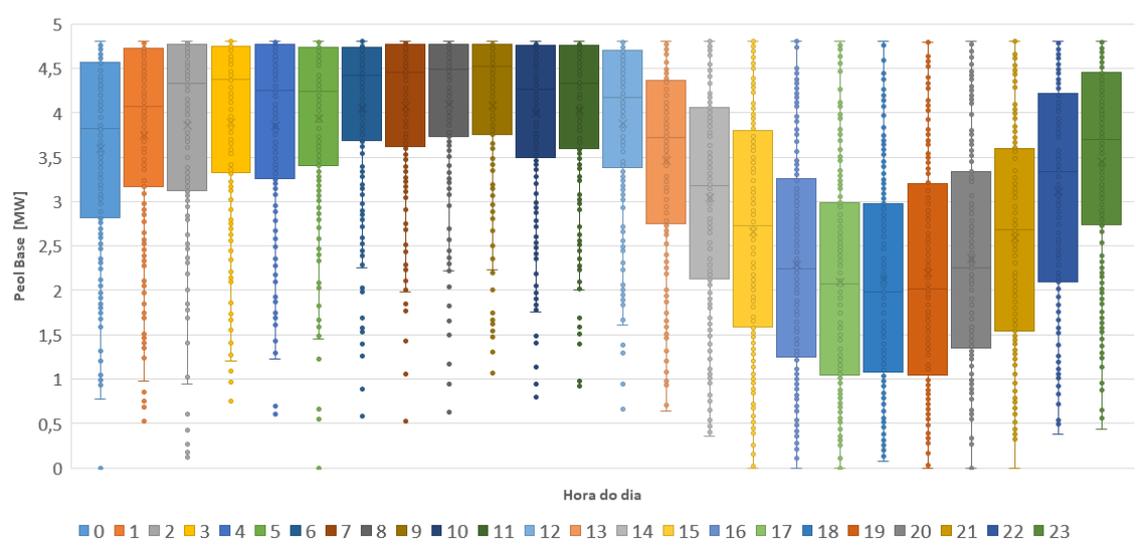
**Figura 29 - Médias e Desvios Padrões horários da irradiação solar no Caso 1 [Elaboração própria]**

Estas médias horárias sintetizam em um único dia típico o que foi apontado na Figura 24 com 12 dias típicos, um para cada mês: o mínimo dos ventos médios ocorre durante o anoitecer.

De posse destas informações como referência, foram elaborados os 200 cenários sintéticos aplicando o MMC no Caso 1, conforme mostrado em 3.2, gerando-se os resultados apontados na Figura 30, Figura 31, Figura 32 e Figura 33:



**Figura 30 – Diagrama de caixas horário da velocidade do vento nos 200 cenários sintéticos do Caso 1 [Elaboração própria]**



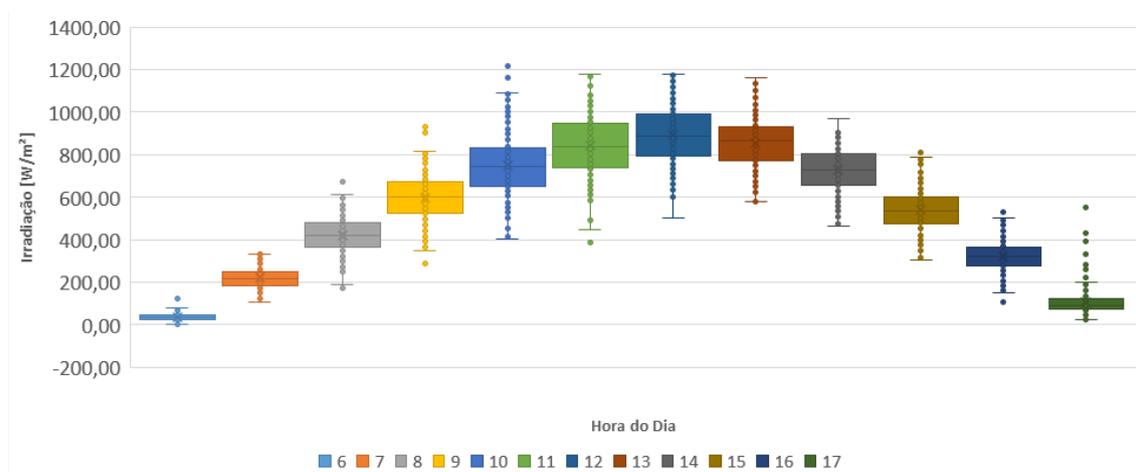
**Figura 31 - Diagrama de caixas horário da potência eólica base nos 200 cenários sintéticos do Caso 1 [Elaboração própria]**

É possível observar que em alguns cenários a geração eólica é nula, fato este devido à curva de operação do aerogerador, que tem limites máximos e mínimos de vento para gerar energia elétrica.

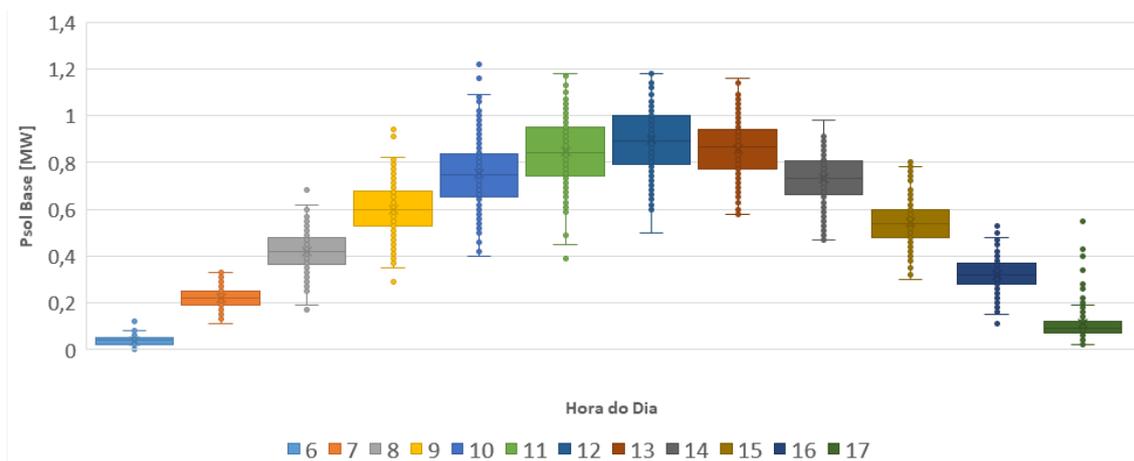
Nota-se também a dispersão da geração em cada hora, abrangendo quase toda a faixa de geração (0 a 4,8MW) entre 15h e 21h, faixa esta onde a geração eólica tem sua menor média.

É também digno de nota que há um limite máximo de geração eólica em torno de 4,8MW, devido às perdas estimadas. Além disso, observando-se os diagramas em caixa e os respectivos quartis, observa-se que as 13 primeiras horas do dia típico possuem 75% dos cenários com Peol acima de 2,5MW (metade da potência nominal).

Destaca-se que os maiores intervalos de quartis centrais (distância entre início do Q2 e fim do Q3) são de cerca de 2,5MW. Fato este que aponta para uma probabilidade de 50% de a geração variar no máximo 2,5MW. Entretanto, entre 6h e 9h este valor é de cerca de 1MW e média maior do que 4MW (80% da potência nominal).



**Figura 32 - Diagrama de caixas horário da irradiação solar nos 200 cenários sintéticos do Caso 1 [Elaboração própria]**



**Figura 33 - Diagrama de caixas horário da potência solar base nos 200 cenários sintéticos do Caso 1 [Elaboração própria]**

Os dados de irradiação e geração solares foram omitidos nos horários entre 18h e 5h devido à ausência do sol.

É digno de nota que há momentos de ultrapassagem do valor de 1MW. Isso acontece porque o valor de potência nominal do módulo é referenciado a um irradiação de 1000W/m<sup>2</sup> e na localidade em questão este valor é ultrapassado, levando ao aumento da potência gerada em relação aos 1MW nominais.

Em suma, através do MMC foram gerados 200 cenários sintéticos com curvas de geração referentes à potência base, ou seja, curvas de geração resultantes da aplicação das curvas dos recursos solar e eólico aplicados a um aerogerador de 5MW e um parque solar de 1MW. Assim, parte-se então para a etapa de otimização.

#### 4.2.3. Análise dos resultados de otimização

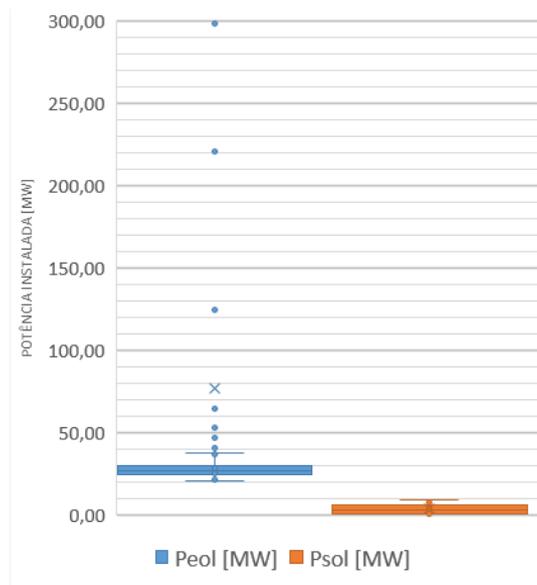
A otimização foi aplicada conforme o item 3.4, com o objetivo de minimizar o Desvio Padrão Relativo de cada um dos 200 cenários, modificando as variáveis  $X1$  e  $X2$ . Que por suas vezes, conforme já detalhado anteriormente, são multiplicadores das potências bases eólica e solar. Em outras palavras, se  $X1=10$ ,  $Peol = 50MW$  e, se  $X2=3$ ,  $Psol=3MW$ .

Assim, com o resultado de  $X1$  e  $X2$  de cada um dos 200 cenários, foram calculadas as respectivas médias e obtidos os resultados de Potência Média Instalada Eólica ( $Peol$ ) e Solar ( $Psol$ ) apontados na Tabela 6. Também é indicado o Desvio Padrão das potências instaladas considerando os 200 cenários.

**Tabela 6 – Médias e Desvios Padrões das potências resultantes da otimização dos 200 cenários no Caso 1**

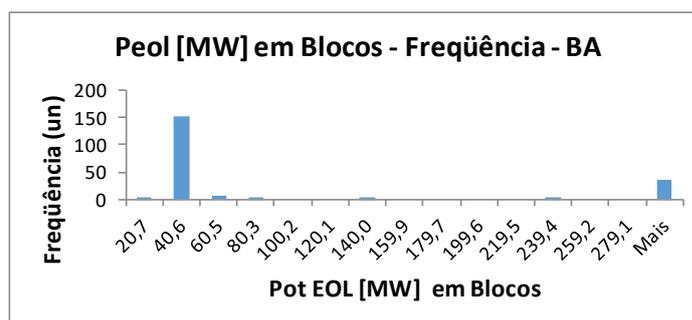
| Grandeza       | Peol  | Psol | Phib  |
|----------------|-------|------|-------|
| Pmed Inst [MW] | 77,23 | 3,69 | 80,92 |
| DesvPad [MW]   | 105,4 | 2,3  | 104,1 |

Distribuição de *Peol* e *Psol* (instaladas) propostas pelo método para cada um dos 200 cenários:



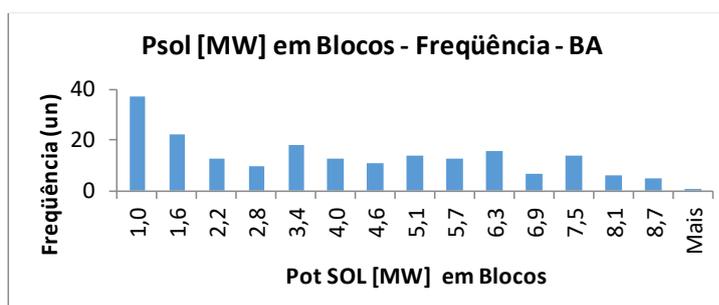
**Figura 34 – Diagrama de caixas das potências instaladas otimizadas nos 200 cenários de UEF no Caso 1 [Elaboração própria]**

| Bloco | Freqüência |
|-------|------------|
| 20,7  | 1          |
| 40,6  | 153        |
| 60,5  | 7          |
| 80,3  | 1          |
| 100,2 | 0          |
| 120,1 | 0          |
| 140,0 | 1          |
| 159,9 | 0          |
| 179,7 | 0          |
| 199,6 | 0          |
| 219,5 | 0          |
| 239,4 | 1          |
| 259,2 | 0          |
| 279,1 | 0          |
| Mais  | 36         |



**Figura 35 – Histograma das potências eólicas otimizadas nos 200 cenários de UEF no Caso 1 [Elaboração própria]**

| Bloco | Freqüência |
|-------|------------|
| 1,0   | 37         |
| 1,6   | 22         |
| 2,2   | 13         |
| 2,8   | 10         |
| 3,4   | 18         |
| 4,0   | 13         |
| 4,6   | 11         |
| 5,1   | 14         |
| 5,7   | 13         |
| 6,3   | 16         |
| 6,9   | 7          |
| 7,5   | 14         |
| 8,1   | 6          |
| 8,7   | 5          |
| Mais  | 1          |



**Figura 36 - Histograma das potências solares otimizadas nos 200 cenários de UEF no Caso 1 [Elaboração própria]**

A Figura 34 indica a existência de pontos discrepantes (outliers), de forma que eles influenciam afastando a Média para além do limite superior. A Figura 35, por sua vez, traz luz sobre esta questão apontando que estes outliers representam 46 dos 200 cenários (23%), o que é uma proporção considerável. Esta observação merece atenção especial e deverá ser objeto de estudos futuros.

A Figura 36, por outro lado, mostra que *Psol* está bem distribuída entre 0 e 10MW, sendo que 19% dos cenários aponta para a adoção de até 1MW.

A partir da média das potências instaladas resultantes do processo de otimização é possível calcular quais seriam o Desvio Padrão Relativo e o LCOE caso fosse instalada uma UEF nesta localidade com estas características submetida aos mesmos 200 cenários sintéticos de irradiação e vento. O resultado desta análise é apresentado a seguir.

**Tabela 7 - Potências e LCOE médios para uma UEF com Peol ajustada, no Caso 1**

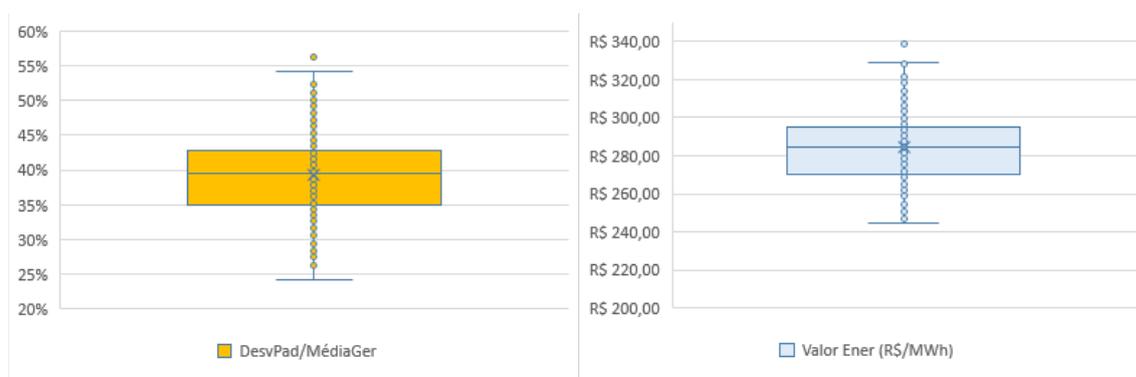
| Grandeza | Peol  | Psol | Phib  | LCOE (R\$/MWh) | DesvPad/MédiaGer |
|----------|-------|------|-------|----------------|------------------|
| Média    | 75,00 | 3,69 | 78,69 | 284,22         | 39%              |
| DesvPad  | -     | -    | -     | 17,89          | 6%               |

*Peol* foi definido como 75MW por ser o múltiplo de 5MW mais próximo, com o objetivo de analisar a potência fisicamente possível de ser instalada, o que não é necessário realizar para *Psol*.

A Variabilidade Média (desvio padrão relativo médio) encontrada foi de 39% com desvio padrão de 6% em valor bruto. O LCOE médio foi 284,22R\$/MWh com 17,89R\$/MWh de desvio padrão.

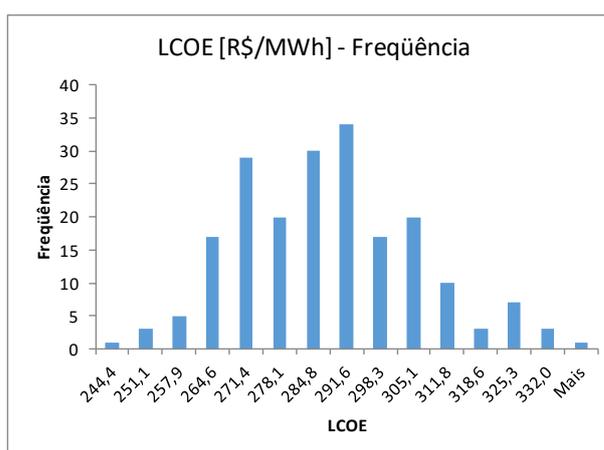
É fundamental destacar que os valores de LCOE aqui encontrados são consideravelmente mais caros do que os praticados pelo mercado nos últimos leilões. Isso se deve ao fato de se prezar neste trabalho a adoção das referências já destacadas para a composição dos preços e cálculo do LCOE em detrimento da metodologia de mercado, muito mais complexa e de difícil acesso.

Na Figura 37, Figura 38 e Figura 39 mostra-se o comportamento dos Desvios Padrões Relativos e dos LCOEs nos 200 cenários sintéticos com as *Peol* e *Psol* médias.



**Figura 37 – Diagrama de caixas do DPRel (esq.) e do LCOE (dir.) nos 200 cenários de UEF otimizados do Caso 1 [Elaboração própria]**

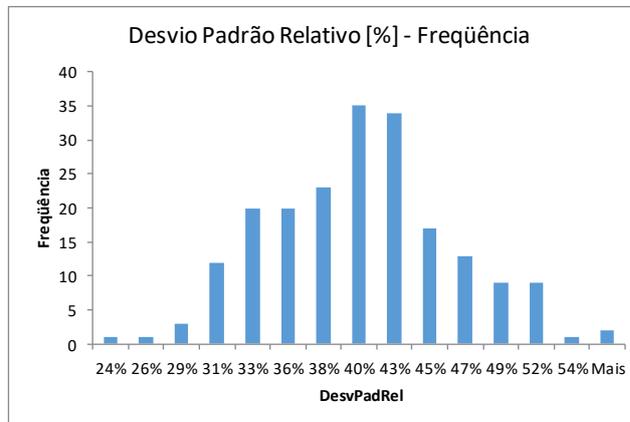
| Bloco | Frequência |
|-------|------------|
| 244,4 | 1          |
| 251,1 | 3          |
| 257,9 | 5          |
| 264,6 | 17         |
| 271,4 | 29         |
| 278,1 | 20         |
| 284,8 | 30         |
| 291,6 | 34         |
| 298,3 | 17         |
| 305,1 | 20         |
| 311,8 | 10         |
| 318,6 | 3          |
| 325,3 | 7          |
| 332,0 | 3          |
| Mais  | 1          |



**Figura 38 – Histograma do LCOE nos 200 cenários de UEF otimizados do Caso 1 [Elaboração própria]**

Observa-se que 105 dos 200 cenários (53%) indicam o LCOE abaixo de 285R\$/MWh.

| Bloco | Frequência |
|-------|------------|
| 24%   | 1          |
| 26%   | 1          |
| 29%   | 3          |
| 31%   | 12         |
| 33%   | 20         |
| 36%   | 20         |
| 38%   | 23         |
| 40%   | 35         |
| 43%   | 34         |
| 45%   | 17         |
| 47%   | 13         |
| 49%   | 9          |
| 52%   | 9          |
| 54%   | 1          |
| Mais  | 2          |

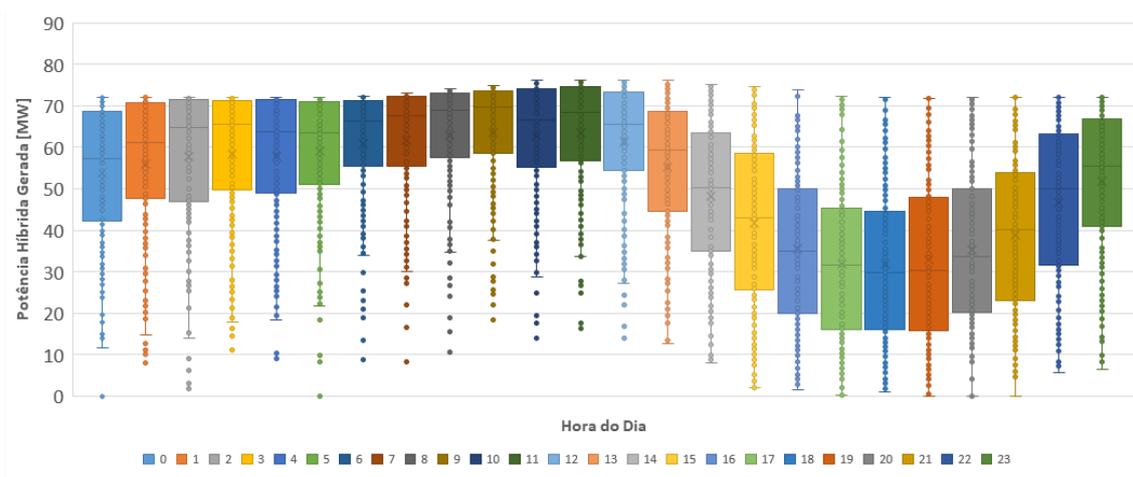


**Figura 39 – Histograma do DPRel nos 200 cenários de UEF otimizados do Caso 1 [Elaboração própria]**

Observa-se que, com esta configuração, 115 dos 200 cenários (cerca de 58%) apresentam *DPRel* menor ou igual a 40%.

Nota-se que os gráficos são compatíveis com uma curva Normal e que os valores médios destes gráficos são condizentes com as médias do *LCOE* e de *DPRel*.

Por fim, a Figura 40 mostra a dispersão horária da potência gerada pela UEF de 75MW eólicos e 3,69MW solares nos mesmos 200 cenários sintéticos de velocidade de vento e de irradiação.



**Figura 40 – Diagrama de caixas horário da potência híbrida gerada pela UEF otimizada nos 200 cenários sintéticos no Caso 1 [Elaboração própria]**

É notória a grande semelhança entre a Figura 40 e a Figura 31, já que a potência eólica instalada é muito superior à potência solar instalada, fazendo prevalecer o comportamento da primeira.

**CONCLUSÃO PARCIAL 5:** a predominância da eólica (95,5% da potência instalada) aponta que a otimização encontrou pouca contribuição do parque solar para a redução da variabilidade nesta localidade da BA.

#### 4.2.4. Comparações Adicionais

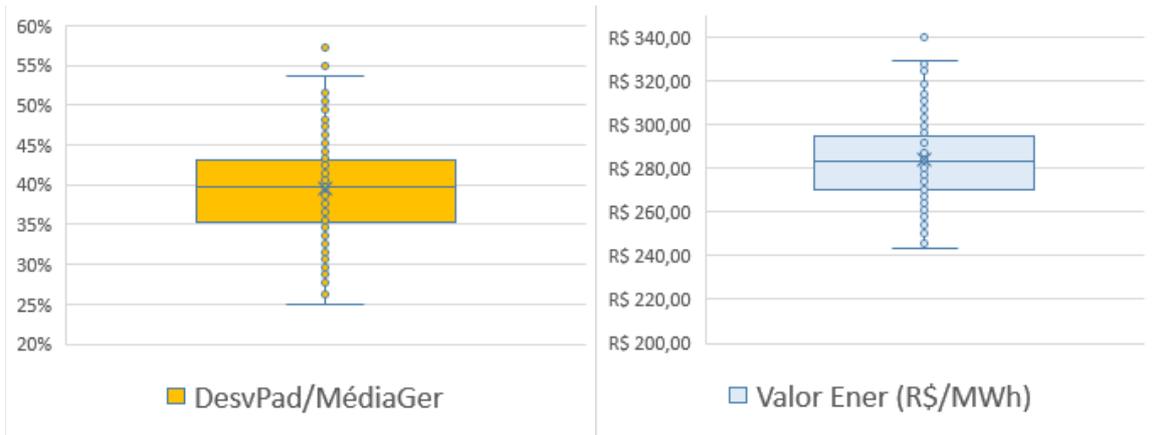
Diante dos resultados apresentados anteriormente, é razoável que seja questionado como seria o comportamento de uma EOL com a mesma potência instalada. Neste caso, novamente prevalece a necessidade de a potência instalada ser múltipla de 5MW, devido à potência do aerogerador. Portanto, foram analisados a seguir os resultados referentes a uma EOL de 80MW instalados, potência arredondada mais próxima da potência híbrida anterior.

**Tabela 8 - Potências e LCOE médios para uma EOL equivalente, no Caso 1**

| Grandeza | Peol  | Psol  | Phib  | LCOE (R\$/MWh) | Desv Pad Relativo |
|----------|-------|-------|-------|----------------|-------------------|
| Média    | 80,00 | 78,69 | 80,00 | 283,73         | 40%               |
| DesvPad  | -     | -     | -     | 18,25          | 6%                |

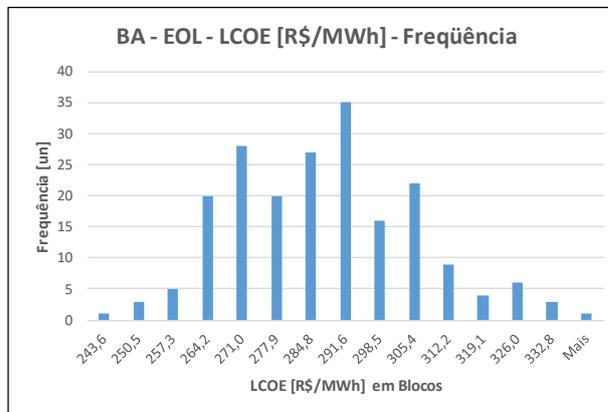
O Desvio Padrão Relativo Médio dos 200 cenários foi de 40%, apenas 1% superior à UEF indicada anteriormente, com o benefício de redução do LCOE de cerca de 0,50R\$/MWh.

As Figura 41, Figura 42 e Figura 43 mostram que as dispersões não trazem mudança significativa em relação à UEF proposta anteriormente.



**Figura 41 - Diagrama de caixas do DPRel (esq.) e do LCOE (dir.) de uma EOL equivalente nos 200 cenários do Caso 1 [Elaboração própria]**

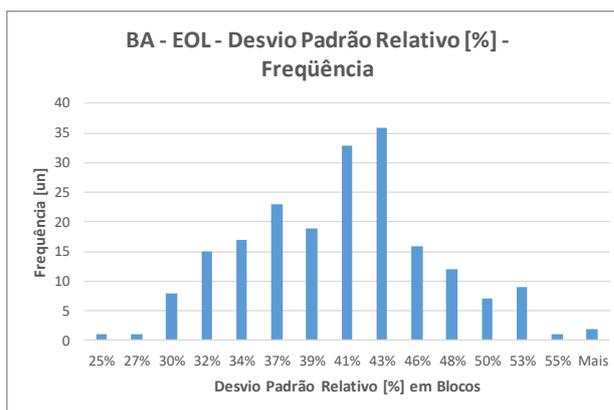
| Bloco | Frequência |
|-------|------------|
| 243,6 | 1          |
| 250,5 | 3          |
| 257,3 | 5          |
| 264,2 | 20         |
| 271,0 | 28         |
| 277,9 | 20         |
| 284,8 | 27         |
| 291,6 | 35         |
| 298,5 | 16         |
| 305,4 | 22         |
| 312,2 | 9          |
| 319,1 | 4          |
| 326,0 | 6          |
| 332,8 | 3          |
| Mais  | 1          |



**Figura 42 - Histograma do LCOE nos 200 cenários de uma EOL equivalente nos 200 cenários do Caso 1 [Elaboração própria]**

Observa-se aqui que 104 dos 200 cenários (52%) apresentam LCOE menor que 285R\$/MWh, praticamente mantendo-se a proporção em relação à UEF.

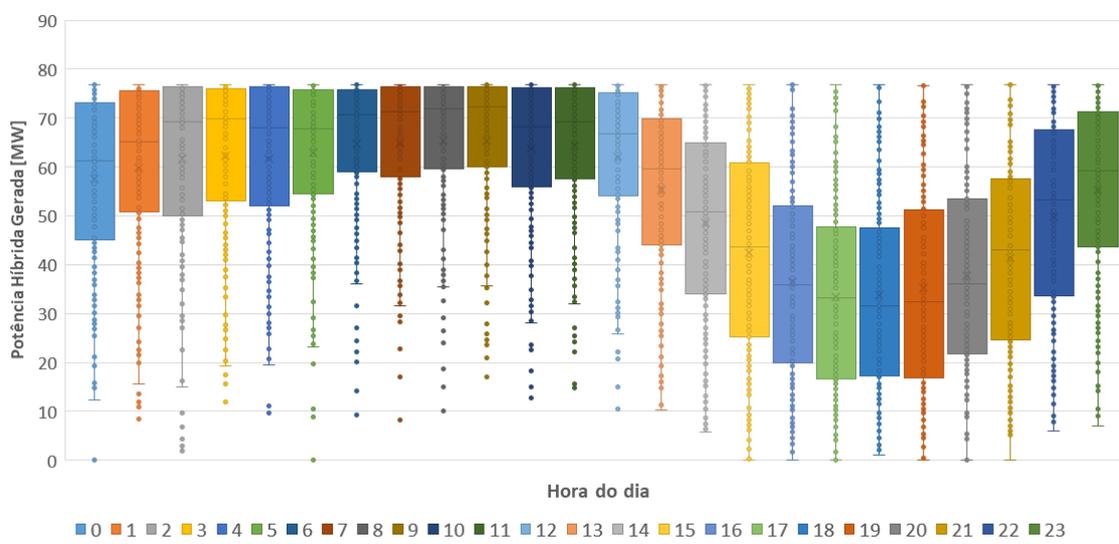
| Bloco | Freqüência |
|-------|------------|
| 25%   | 1          |
| 27%   | 1          |
| 30%   | 8          |
| 32%   | 15         |
| 34%   | 17         |
| 37%   | 23         |
| 39%   | 19         |
| 41%   | 33         |
| 43%   | 36         |
| 46%   | 16         |
| 48%   | 12         |
| 50%   | 7          |
| 53%   | 9          |
| 55%   | 1          |
| Mais  | 2          |



**Figura 43 - Histograma do DPRel nos 200 cenários de uma EOL equivalente nos 200 cenários do Caso 1 [Elaboração própria]**

Observa-se também que, com esta configuração, 105 dos 200 cenários (cerca de 53%) apresentam *DPRel* menor ou igual a 40%. Ou seja, a probabilidade de ocorrerem cenários com *DPRel* inferior a 40% caiu 5% em relação à UEF.

Por fim, apresenta-se a Dispersão Horária da Potência Gerada pela EOL equivalente à UEF.



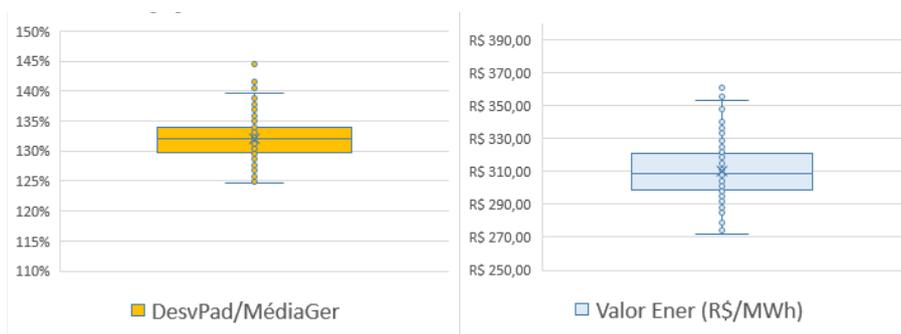
**Figura 44 - Diagrama de caixas horário da potência gerada pela EOL equivalente nos 200 cenários sintéticos no Caso 1 [Elaboração própria]**

Percebe-se uma elevação dos quartis superiores, ou seja, há uma maior quantidade de cenários com geração ligeiramente superior ao indicado na Figura 40, que pode ser atribuída à maior potência nominal da EOL (80MW) em relação à UEF (78,69MW).

A mesma análise foi realizada para uma UFV de potência equivalente à UEF definida pela otimização e os resultados são expostos a seguir.

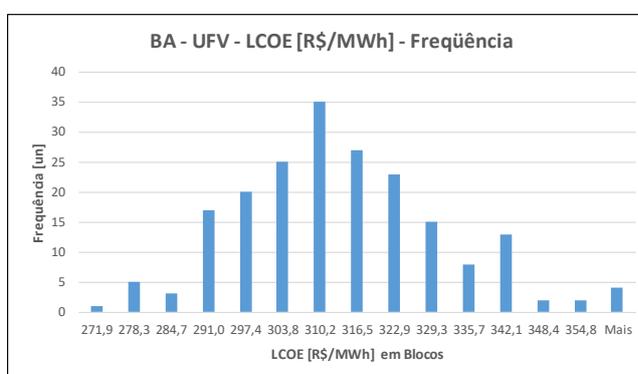
**Tabela 9 - Potências e LCOE médios para uma UFV equivalente, no Caso 1**

| Grandeza | Peol | Psol  | Phib  | LCOE (R\$/MWh) | Desv Pad Relativo |
|----------|------|-------|-------|----------------|-------------------|
| Média    | 0,00 | 78,69 | 78,69 | 310,46         | 132%              |
| DesvPad  | -    | -     | -     | 17,56          | 3%                |



**Figura 45 - Diagrama de caixas do *DPRel* (esq.) e do LCOE (dir.) de uma UFV equivalente nos 200 cenários do Caso 1 [Elaboração própria]**

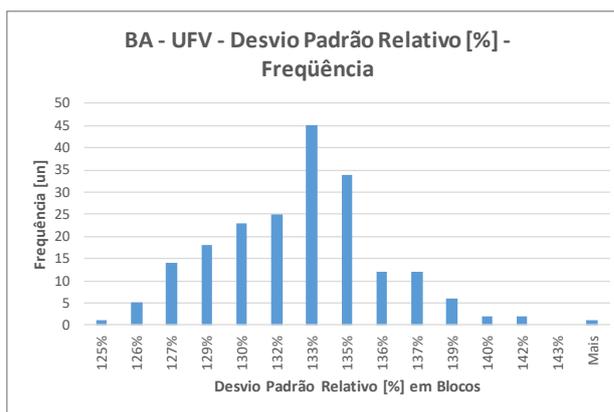
| Bloco | Frequência |
|-------|------------|
| 271,9 | 1          |
| 278,3 | 5          |
| 284,7 | 3          |
| 291,0 | 17         |
| 297,4 | 20         |
| 303,8 | 25         |
| 310,2 | 35         |
| 316,5 | 27         |
| 322,9 | 23         |
| 329,3 | 15         |
| 335,7 | 8          |
| 342,1 | 13         |
| 348,4 | 2          |
| 354,8 | 2          |
| Mais  | 4          |



**Figura 46 - Histograma do LCOE nos 200 cenários de uma UFV equivalente nos 200 cenários do Caso 1 [Elaboração própria]**

Neste caso, apenas 5% dos cenários apresentam LCOE abaixo de 285R\$/MWh, mostrando-se mais cara que a EOL ou a UEF.

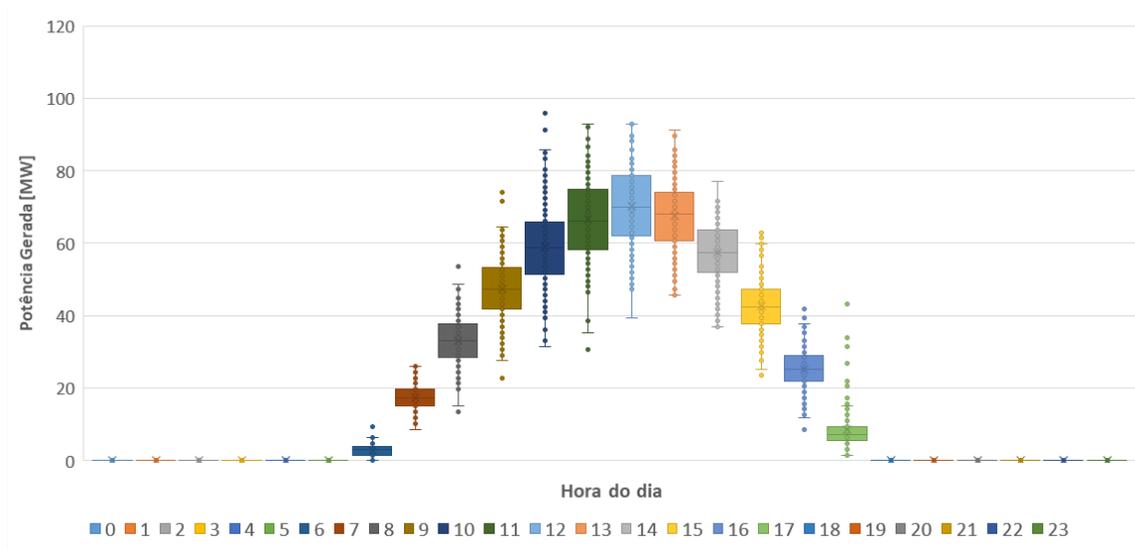
| Bloco | Freqüência |
|-------|------------|
| 125%  | 1          |
| 126%  | 5          |
| 127%  | 14         |
| 129%  | 18         |
| 130%  | 23         |
| 132%  | 25         |
| 133%  | 45         |
| 135%  | 34         |
| 136%  | 12         |
| 137%  | 12         |
| 139%  | 6          |
| 140%  | 2          |
| 142%  | 2          |
| 143%  | 0          |
| Mais  | 1          |



**Figura 47 - Histograma do DPRel nos 200 cenários de uma UFV equivalente nos 200 cenários do Caso 1 [Elaboração própria]**

E, conforme já se sabe em relação às UFVs, o *DPRel* é extremamente alto devido à ausência de geração durante a noite, de forma que todos os cenários apresentam *DPREL* maior ou igual a 125%, o que é contrário ao objetivo deste trabalho que é reduzi-lo.

Por fim, a Figura 48 apresenta a dispersão horária da potência gerada pela UFV, onde é possível observar que a mediana mais alta atinge cerca de 70MW de geração às 12h.



**Figura 48 - Diagrama de caixas horário da potência gerada pela UFV equivalente nos 200 cenários sintéticos no Caso 1 [Elaboração própria]**

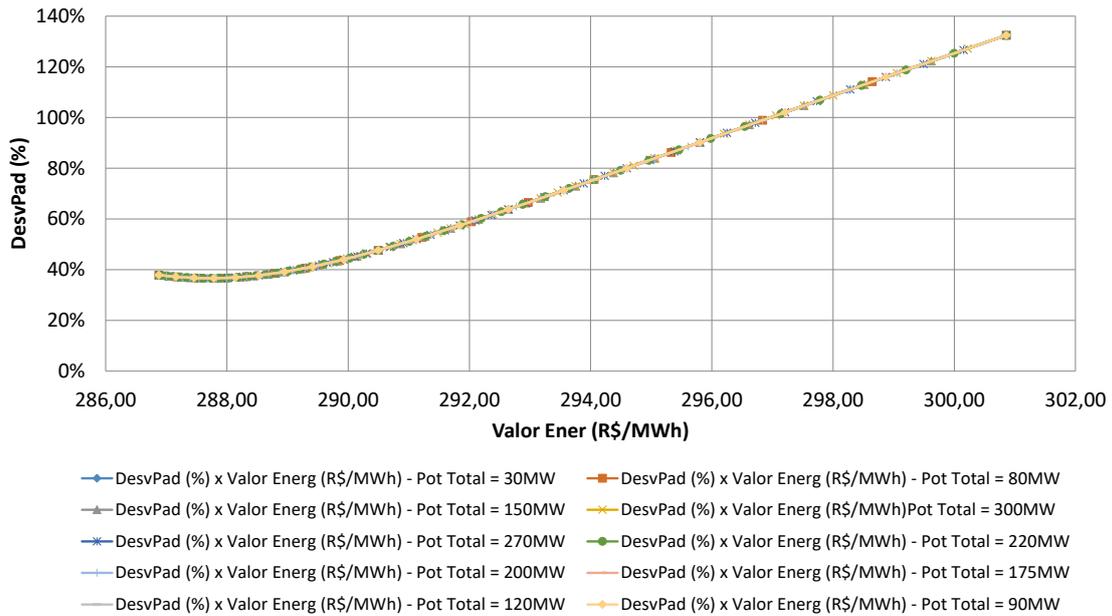
Em resumo, mostrou-se que a alternativa de uma UFV com a mesma potência instalada (78,69MW) é inviável em relação à EOL de 80MW ou mesmo em relação à UEF de 78,69MW quando o foco é a redução da variabilidade relativa e do LCOE.

#### 4.3. PROPOSTAS PARA O INCENTIVO DE USINAS HÍBRIDAS EÓLICO-FOTOVOLTAICAS NOS LEILÕES DE ENERGIA DO GOVERNO

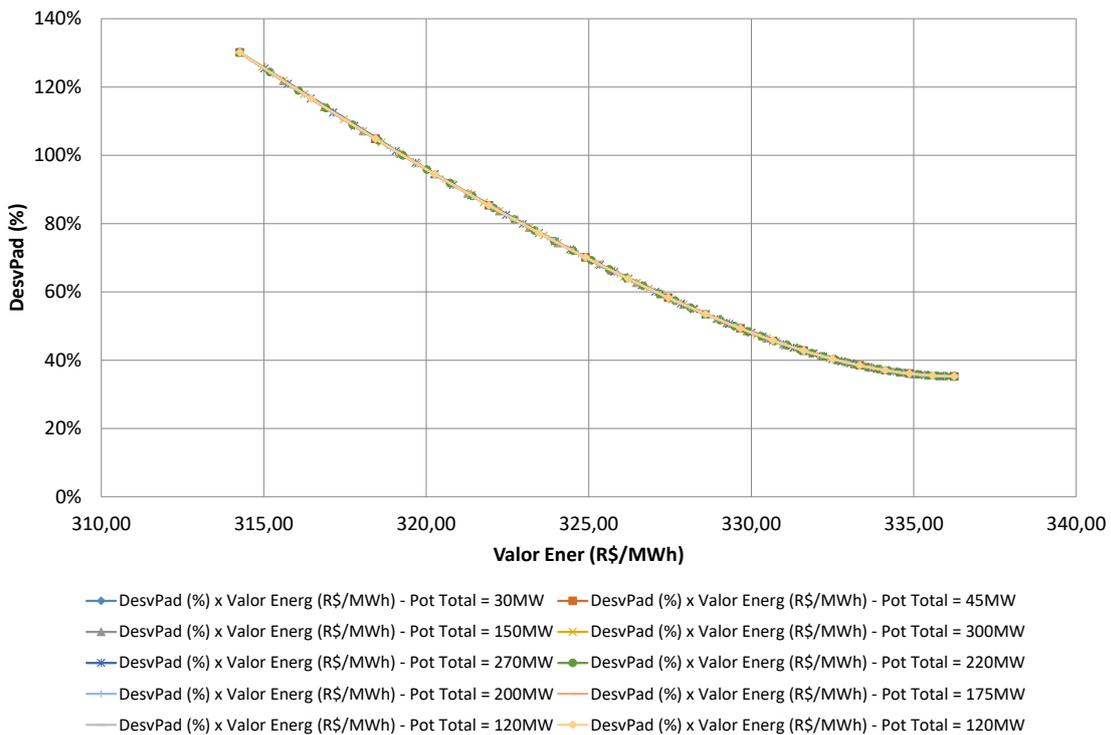
Apesar dos resultados dos casos aqui estudados não apontarem grande potencial de hibridização entre uma EOL e uma UFV, foi possível observar que cada localidade apresentará uma conclusão específica, logo, não existem condições de condenar a implantação de UEFs. Ao contrário, o trabalho indicou através da inspeção visual que os casos não continham uma complementaridade atraente nos dias típicos mensais, o que se confirmou nas análises complementares. Ou seja, é razoável inferir que o oposto seja verdadeiro.

Desta forma, entende-se que os planejadores do SEB devam oferecer incentivos aos empreendedores para buscarem as soluções e localidades que possam gerar benefícios para o sistema e para eles próprios. Assim, busca-se neste item apresentar uma proposta inicial para que aqueles que regem o complexo sistema elétrico, como a EPE, ANEEL, CCEE e outros, possam fazê-lo. Em outras palavras, visa-se aqui oferecer subsídios que sejam parte do arcabouço das propostas de incentivos a serem definidas pelos planejadores.

A proposta se baseia no fato de que cada localidade apresenta uma curva  $R\$/MWh \times DesvPadRel$  característica, conforme apresentado nas Figura 49 e Figura 50.



**Figura 49 – Relação DPRel x LCOE no Caso 1 para UEFs de diversas potências [Elaboração própria]**



**Figura 50 - Relação DPRel x LCOE no RN para UEFs de diversas potências [Elaboração própria]**

Foram plotadas 10 curvas com Pot\_hib diferentes para as duas localidades. Para cada potência híbrida, foram alteradas as combinações de potência solar e eólica, alternando em passos de 5MW. Por exemplo, para 30MW, foram analisadas as

combinações de 30MW solares, 25MW solares com 5MW eólicos, e assim até 30MW eólicos. De forma similar para a demais curvas.

Para cada combinação eólico-solar de cada Potência Híbrida, foram calculados também o Desvio Padrão Relativo e o LCOE. Assim, traçaram-se as curvas, plotando-se os pontos de cada combinação eólico-solar.

Visando dirimir dúvidas, destaca-se que a sobreposição dos gráficos ocorre pelos seguintes motivos:

- Foram analisados 200 cenários do mesmo local, ou seja, 200 combinações diferentes de Vento e Irradiação.
- Para cada Potência Híbrida foram calculadas diversas etapas, onde em cada etapa foram atribuídas potências instaladas diferentes. Por exemplo, para a  $Pot_{hib} = 30MW$ , na etapa 1, os 200 cenários foram calculados com 30MW eólicos e 0MW solar. Na etapa 2, 25MW eólicos e 5MW solares nos 200 cenários, assim por diante. Em suma, os recursos eólicos e solares são constantes para cada cenário, variando-se apenas as potências instaladas.
- A energia gerada se comporta de forma linear com a potência instalada, pois o ponto de operação do aerogerador foi considerado dependente exclusivamente da velocidade do vento (fixo em cada cenário), bem como o ponto de operação das placas solares foram consideradas como dependentes unicamente da irradiação (fixa em cada cenário). Logo, 2 aerogeradores geram exatamente o dobro da energia que 1 aerogerador em cada cenário. Similar para as placas solares.
- Assim, dado que o Desvio Padrão Relativo é o Desvio Padrão da Potência Híbrida Gerada dividido pela Potência Híbrida Instalada, e as potências geradas são lineares em relação à potência instalada, esta relação é constante para cada cenário, desde que mantida a proporção eólico-solar. Em suma, independentemente da potência instalada, o  $DesvPadRel$  é fixo para uma mesma combinação eólico-solar ( $P_{eol}/P_{solar} = 5$ , por exemplo).
- Por sua vez, a fórmula de LCOE é dada pela (Eq. 3)
- Sendo  $C_k$  o Custo do Empreendimento (\$/MW),  $FRC$  o Fator de Recuperação do Capital,  $Mt$  os custos de O&M por ano (\$/MW),  $P$  a Potência do empreendimento, ou seja,  $FRC$  pode ser considerado fixo e os demais componentes da fórmula lineares em relação à potência. Em suma, independentemente da potência

instalada, o LCOE é fixo para uma mesma combinação eólico-solar ( $P_{eol}/P_{solar} = 5$ , por exemplo).

Resumidamente,  $DesvPadRel$  (%) e LCOE (R\$/MWh) variam apenas com a variação da relação entre  $P_{eol}$  e  $P_{sol}$ , e não com a Potência Híbrida, consecutivamente, os gráficos são iguais para todas as potências instaladas.

As curvas são um indício de que há possibilidades de os planejadores estabelecerem um incentivo financeiro para os empreendimentos híbridos em cada Macrorregião previamente ao leilão de energia, para que os empreendedores busquem a redução da variabilidade baseado em um valor de incentivo de referência. Em fase posterior, exigiria-se do empreendedor a comprovação através de cálculos comparativos de que o parque híbrido proposto por ele teria uma variabilidade menor do que a do parque eólico equivalente, tornando-o qualificado a receber o incentivo financeiro.

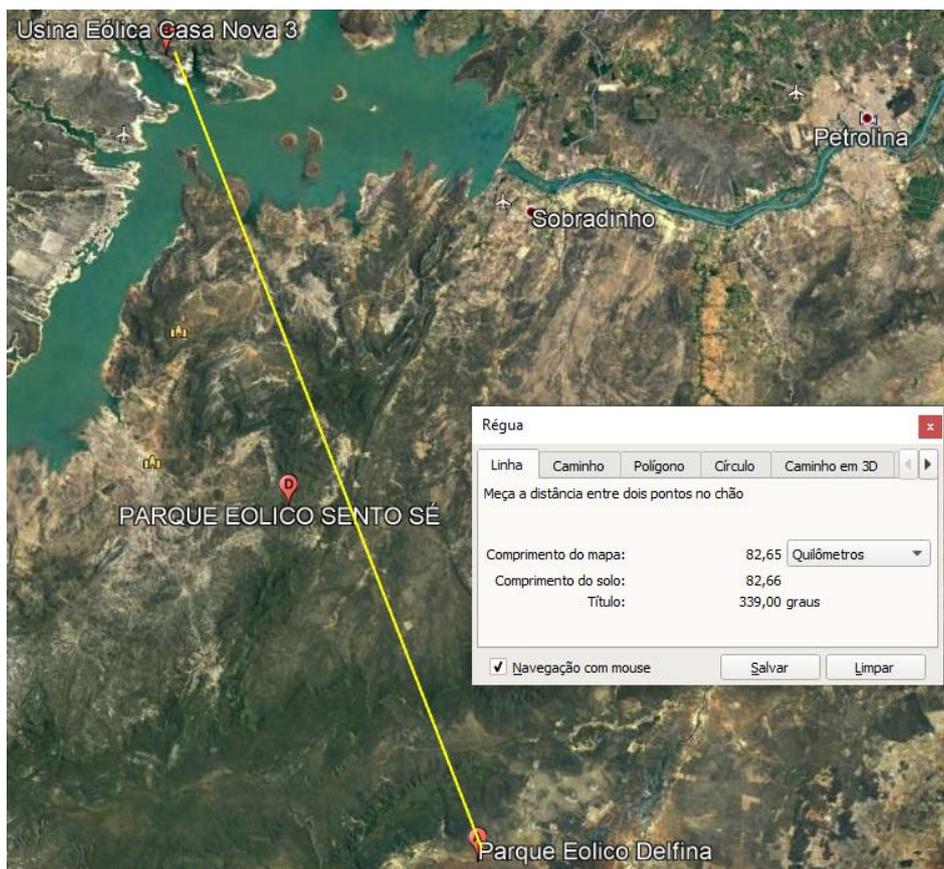
Em suma, o que se propõe aqui é que os planejadores estudem cada macrorregião de interesse previamente aos leilões, de forma similar ao aqui indicado, visando definir previamente os valores dos incentivos de redução da variabilidade. E que em seguida os empreendedores comprovem a qualificação a este incentivo.

A comprovação por parte do empreendedor é importante pois, como já citado, a geração eólica sofre influência significativa do terreno ao redor. Como é possível notar na Tabela 10, há parques na BA com FC bastante discrepantes, onde podem ser destacados os Conjuntos Eólicos Delfina, Pedra Branca e Casa Nova por estarem muito próximos entre si, bem como os Conjuntos Planaltina e Morrão.

Assumindo-se que os três primeiros parques citados no parágrafo anterior possuam sistema de manutenção similar e considerando que entre eles há uma distância menor que 50km, conforme Figura 51, é possível inferir que o causador desta discrepância é o comportamento do vento em cada parque. Ou seja, por mais que seja realizada uma análise do potencial de redução de variabilidade da macrorregião, a microrregião pode se comportar de maneira diferente, justificando a comprovação da qualificação por parte dos empreendedores.

**Tabela 10 – FCs de parques na região da BA**

| Usina                     | Ponto de conexão            | FC médio |
|---------------------------|-----------------------------|----------|
| Conj. Morro do Chapéu Sul | Morro do Chapéu II - 230 kV | 65,07%   |
| Conj. Planaltina          | Igaporã II - 69 kV          | 57,14%   |
| Conj. Gentio do Ouro I    | Irecê - 230 kV              | 55,12%   |
| Conj. Campo Formoso       | Campo Formoso - 230 kV      | 54,46%   |
| Conj. Delfina             | Juazeiro II - 230 kV        | 54,03%   |
| Conj. Ventos da Bahia 2   | Morro do Chapéu II - 230 kV | 52,77%   |
| Conj. Cristal             | Morro do Chapéu II - 69 kV  | 51,98%   |
| Conj. Babilônia           | Morro do Chapéu II - 230 kV | 51,77%   |
| Conj. Serra Azul          | Irecê - 138 kV              | 51,16%   |
| Conj. Alvorada            | Igaporã II - 69 kV          | 50,20%   |
| Conj. N. S. da Conceição  | Igaporã II - 69 kV          | 49,98%   |
| Conj. Guirapá             | Igaporã II - 69 kV          | 48,56%   |
| Conj. Caetité A           | Igaporã II - 230 kV         | 48,34%   |
| Conj. Curva dos Ventos    | Igaporã II - 69 kV          | 47,75%   |
| Conj. Serra da Babilônia  | Morro do Chapéu II - 230 kV | 46,37%   |
| Conj. Licínio de Almeida  | Igaporã II - 69 kV          | 45,24%   |
| Conj. Brotas de Macaúbas  | Brotas de Macaúbas - 230 kV | 45,15%   |
| Conj. Caetité 123         | Igaporã II - 230 kV         | 44,32%   |
| Conj. Campo Largo         | Ourolândia II - 230 kV      | 42,50%   |
| Conj. BW Guirapá I        | Pindaí II - 69 kV           | 41,18%   |
| Conj. Pedra Branca        | Sobradinho - 230 kV         | 40,88%   |
| Conj. Araçás              | Igaporã II - 230 kV         | 40,33%   |
| Conj. Morrão              | Igaporã II - 230 kV         | 40,32%   |
| Conj. BW Guirapá II       | Pindaí II - 69 kV           | 39,74%   |
| Conj. Casa Nova           | Sobradinho - 230 kV         | 30,60%   |



**Figura 51 – Imagem do Google Earth mostrando parques na mesma região, porém com FCs bastante diferentes**

Por fim, conforme apontado em 3.3, os Custos de Implantação e de O&M foram considerados fixos em R\$/MW instalados, quando a experiência do mercado mostra que existe redução deste valor conforme o aumento da potência instalada do parque. Propõe-se que os planejadores do sistema sigam a mesma estratégia, visando uma busca de padronização dos valores e elaboração de curvas conforme as Figura 49 e Figura 50 que servirão de referência para os empreendedores. Esta estratégia é adotada também nos leilões de transmissão, conforme apontado [62], onde são atribuídos valores de referência para a construção de determinados Módulos de Transmissão e grandes equipamentos para atribuir preços-teto para os leilões, sabendo-se que os empreendedores serão capazes de negociar valores menores.

Ainda, é nítida a diferença entre os gráficos das duas localidades. Na BA, a derivada positiva indica que o investidor fica mais competitivo se buscar a redução da variabilidade, enquanto o oposto ocorre no RN. A proposta aqui visa apontar que existe espaço para o desenvolvimento de um mecanismo financeiro que sirva de incentivo para

que o empreendedor busque tal redução sem perder a competitividade, como no caso do RN, onde o empreendedor seria menos competitivo que na BA.

Por fim, é importante reforçar que os preços de energia aqui indicados não condizem com os preços praticados no mercado ACR, nem no ACL. Os valores foram calculados com as referências disponibilizadas ao público pelo órgãos federais e corrigidos pela inflação e valor do dólar no momento da produção deste trabalho. Enfim, os valores propriamente ditos não são tão importantes, mas sim os comportamentos dos valores que são a base das ideias aqui ponderadas.

## 5. CONCLUSÕES

Foi apresentada neste trabalho a modelagem da otimização de um parque híbrido eólico-solar com vistas à redução da variabilidade diária, considerando a estocasticidade horária, tendo como objetivo secundário ajudar a impulsionar novos estudos a respeito. Para tanto, foram analisados dois locais distintos (BA e RN), obtendo-se os dados locais de velocidade de vento e irradiação solar. Com base nestes dados, inicialmente observou-se que a Correlação Linear não é útil para atingir um valor numérico do potencial de complementaridade, havendo indícios de que em alguns casos existe uma correlação não-linear que exige investigação mais aprofundada.

Observou-se também que o FC de uma UEF será sempre menor o que o FC de um parque eólico de mesma potência, caso este parque eólico tenha FC maior que um parque solar. Isto se dá porque a composição do FC do parque híbrido é dado por média ponderada, onde o parque com menor FC sempre reduzirá a média final.

Em seguida, tratou-se do que é o objetivo principal do trabalho usando-se o Método de Monte Carlo para a criação de 200 cenários sintéticos de velocidade de vento e irradiação horários para cada localidade, de onde foram calculadas as potências geradas de cada fonte. Baseado nestes dados, aplicou-se o método GRG Não-linear a cada um destes cenários para minimizar a variabilidade da potência gerada pelo parque híbrido, variando-se a potência instalada de cada fonte. Este método mostrou-se convergente e capaz de encontrar um valor de minimização, com indicações de ser um mínimo local, porém bastante aceitável. Aos resultados da otimização de cada um dos cenários, aplicaram-se análises estatísticas, definindo-se as potências instaladas. Como resultado do Caso 1 (BA), o modelo apontou que a combinação de  $P_{eol}=75\text{MW}$  e  $P_{sol}=3,69\text{MW}$  teria a menor variabilidade, no valor 39% com desvio padrão de 6%, com  $LCOE=284,22\text{R\$/MWh}$ . No Caso 2 (RN), o modelo apontou para  $P_{eol}=40\text{MW}$  e  $P_{sol}=1,05\text{MW}$ , com variabilidade igual a 35% e 5% de desvio padrão, com  $LCOE=344,77\text{R\$/MWh}$ .

Os resultados obtidos neste trabalho indicaram haver uma tendência à redução da potência instalada de ambas as fontes proporcionalmente. Exemplo:  $P_{eol} = 30\text{MW}$  e  $P_{sol} = 2\text{MW}$  em vez de  $P_{eol} = 60\text{MW}$  e  $P_{sol} = 4\text{MW}$  ou  $P_{eol} = 90\text{MW}$  e  $P_{sol} = 6\text{MW}$ . Entretanto, pode-se afirmar que este resultado se deveu à modelagem da curva de potência do aerogerador e às características do vento da região, conforme apontado na

subseção 3.1.3. Utilizando-se aerogeradores diferentes e/ou limites de vento diferentes, esta situação tenderá a ser diferente.

Os valores de LCOE aqui adotados não são condizentes com os valores de mercado, uma vez que os valores de referência estão defasados, mas são úteis para base de comparação. Assim, comparações adicionais foram realizadas entre os parques híbridos resultantes e os parques eólicos e solares “puros” de potência aproximadamente igual. No caso 1, uma EOL equivalente à UEF resultante teria variabilidade igual a 40% (1% maior) e LCOE 283,73R\$/MWh (0,17% menor). No caso 2, a EOL teria variabilidade de 35% (igual) e  $LCOE=345,16R\$/MWh$  (0,11% maior). As UFVs puras possuem variabilidade muito alta em função da falta de geração noturna, acima de 100%, contrário ao objetivo da modelagem.

Os resultados deste trabalho demonstram que, em termos de variabilidade, a hibridização eólico-solar não necessariamente trará melhores resultados frente a uma usina 100% eólica. Entretanto, reforçam-se as seguintes ressalvas:

- 1- A metodologia aqui apresentada representa um passo inicial e ainda carece de aprimoramentos,
- 2- Os resultados das duas regiões aqui estudadas não devem ser tomadas como regra para todo o país,
- 3- Mesmo com os resultados encontrados para as duas regiões, a possibilidade de compartilhamento de conexões pode trazer outros benefícios significativos não destacados a fundo neste trabalho.

Além disso, os resultados reforçaram a intuição natural sobre uma das condições para haver redução da variabilidade da geração elétrica através da hibridização de EOL e UFV: é necessário que o comportamento natural do vento na localidade indique redução da velocidade durante o dia, quando a irradiação solar está alta, compensando a queda do recurso eólico.

Por fim, este trabalho apresentou sugestões para guiarem a criação de políticas de incentivo à hibridização. Estas sugestões são embrionárias, visto que a regulação é extensa e o tema é complexo também na sua tecnicidade. Assim, propôs-se aqui que os organizadores dos leilões de energia realizem um estudo prévio de cada macrorregião, considerando as necessidades do sistema e uma referência de valor de incentivo financeiro à redução da variabilidade nos casos que se mostrarem cabíveis, porém,

exigindo-se do empreendedor em fase posterior a comprovação da redução da variabilidade da UEF frente a uma EOL equivalente.

Em suma, há fortes indícios de que o aumento do apelo pela hibridização eólico-solar para a redução da variabilidade tem fundamento, mas demanda primeiramente a inspeção a respeito da redução da velocidade do vento durante o dia e então estudos mais aprimorados, pois a complementaridade é muito particular em cada localidade, bem como há indícios de que é importante incentivar esta hibridização, porém, devendo-se tomar os cuidados cabíveis com a comprovação do potencial de redução da variabilidade.

Diante da necessidade de aprimoramentos, indicam-se a seguir algumas propostas de trabalhos futuros:

- 1- Modelar a otimização considerando a Sazonalidade de forma destacada, pois a modelagem atual considera apenas a estocasticidade horária baseada num dia típico. Considerar a Sazonalidade poderá apontar com mais clareza as particularidades de cada mês, trazendo maior exatidão para o trabalho e podendo alterar os resultados da otimização. Pode-se inferir ser promissora para este objetivo a adoção de Programação Dinâmica Estocástica associado ao GRG ou a outra ferramenta, como Algoritmo Genético, conforme aplicado em [63];
- 2- Realizar as mesmas análises adotando programação mista, pois  $X_1$  é, na verdade, um número inteiro que multiplicará a potência de 1 aerogerador, enquanto  $X_2$  é referente à potência solar e pode ser considerado um número real graças à possibilidade de se instalar pequenos módulos de potência, com uma ordem de grandeza de potência tal que podem ser considerados milésimos de 1MW, ou seja, um número real;
- 3- Definir melhor estratégia de tratamento dos outliers nos resultados da otimização, podendo levar a resultados com melhor embasamento matemático;
- 4- Considerar outros aerogeradores com potências diferentes da adotada (5MW);
- 5- Considerar a pressão atmosférica medida e o ponto de operação real do aerogerador;
- 6- Considerar a temperatura medida e o vento coincidente e, conseqüentemente, o ponto de operação real dos painéis fotovoltaicos;
- 7- Considerar a variação dos valores de O&M, cuja experiência prática aponta um ganho de escala considerável de acordo com o aumento da potência do parque;

- 8- Incluir bancos de baterias e/ou outras formas de armazenamento de energia no processo de otimização, comparando: Eólica com armazenamento, Solar com armazenamento e Eólico-Fotovoltaica com armazenamento;
- 9- Realizar processo similar adotando outras curvas de distribuição diferentes da Normal, como a distribuição de Weibull ou Rayleigh para a velocidade de vento, com vista à modelagem do MMC, dado que são as mais aceitas nos estudos de comportamento de vento [64];
- 10- Realizar as análises de forma similar, porém aplicadas às condições e regras do mercado livre;
- 11- Realizar a mesma metodologia para localidades próximas, mas com tipos de terreno diferente, visando mostrar o quanto a complementaridade de uma UEF é particular a cada caso;
- 12- Realizar as análises de forma similar, porém buscando a otimização multiobjetivo, considerando a minimização do LCOE e do *DPreI* simultaneamente;
- 13- Realizar as mesmas análises, porém em uma região onde seja perceptível que a velocidade do vento se reduza no período diurno e comparar os resultados com os resultados aqui obtidos;

## REFERÊNCIAS

- [1] Empresa de Pesquisa Energética, “Metodologia para avaliação de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas - Proposta metodológica e estudos de caso”, EPE-DEE-NT-025/2017-r0, abr. 2017.
- [2] Empresa de Pesquisa Energética, “Usinas Híbridas - Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento”, NT EPE-DEE-NT-011-2018-r0, jun. 2018.
- [3] Empresa de Pesquisa Energética, “Usinas Híbridas no contexto do Planejamento Energético”, EPE-DEE-NT-029/2019-r0, jun. 2019.
- [4] “Página 3 do DOU - Seção 1 - Edição Extra A, número 147, de 01/08/2019 - Imprensa Nacional”. <http://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?data=01/08/2019&jornal=600&pagina=3&totalArquivos=3> (acessado ago. 01, 2020).
- [5] Canal Energia, “Aneel abre consulta sobre Regras de Comercialização de 2021”. <https://canalenergia.com.br/noticias/53139810/aneel-abre-consulta-sobre-regras-de-comercializacao-de-2021> (acessado jul. 26, 2020).
- [6] Empresa de Pesquisa Energética, “Plano Decenal de Expansão de Energia 2029”, 2020.
- [7] Bloomberg, “BNEF’s annual Energy Storage Outlook revises up its forecast for global investment in stationary energy storage, and sees majority of capacity likely to be grid-scale.”, *BloombergNEF*, jul. 31, 2019. <https://about.bnef.com/blog/energy-storage-investments-boom-battery-costs-halve-next-decade/> (acessado jul. 26, 2020).
- [8] Ricardo Aldabó Lopes, *Energia Eólica*. Artliber Editora, 2018.
- [9] GE Renewable Energy, “World’s Most Powerful Offshore Wind Turbine: Haliade-X 12 MW | GE Renewable Energy”. <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine> (acessado jan. 26, 2020).
- [10] L. Bauer, “GE General Electric GE 2.5 - 120 - 2,50 MW - Wind turbine”. <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/310-ge-general-electric-ge-2.5-120> (acessado jan. 26, 2020).
- [11] T. M. Letcher, Org., *Wind energy engineering: a handbook for onshore and offshore wind turbines*. London ; San Diego: Academic Press, an imprint of Elsevier, 2017.
- [12] T. Burton, Org., *Wind energy: handbook*. Chichester ; New York: J. Wiley, 2001.
- [13] A. Luque e S. Hegedus, Orgs., *Handbook of photovoltaic science and engineering*. Hoboken, NJ: Wiley, 2003.
- [14] “SolarPower-Europe\_Global-Market-Outlook-2019-2023.pdf”. [https://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2019/07/SolarPower-Europe\\_Global-Market-Outlook-2019-2023.pdf](https://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2019/07/SolarPower-Europe_Global-Market-Outlook-2019-2023.pdf) (acessado jul. 26, 2020).
- [15] CEPEL - CRESESB, *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. 2014.
- [16] Álvaro Roca Rubí, “Design and Modelling of a Large-Scale PV Plant”, Escola Tècnica Superior d’Enginyeria Industrial de Barcelona, Barcelona, 2018.
- [17] W. D. Lubitz, “Effect of manual tilt adjustments on incident irradiance on fixed and tracking solar panels”, *Appl. Energy*, vol. 88, nº 5, p. 1710–1719, maio 2011, doi: 10.1016/j.apenergy.2010.11.008.
- [18] F. Weschenfelder *et al.*, “A review on the complementarity between grid-connected solar and wind power systems”, *J. Clean. Prod.*, vol. 257, p. 120617, jun. 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.120617.
- [19] Pedro Leoni, Carlos Carvalho, Lucas abreu, e Daniel Barbosa, “PROJETO HÍBRIDO EÓLICO-SOLAR - UMA EXPERIÊNCIA PRÁTICA.docx”, apresentado em Brazil Wind Power, 2016.
- [20] Agência Nacional de Energia Elétrica, “ANEEL lança consulta pública sobre regras para usinas híbridas”, jun. 19, 2019. [https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset\\_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aneel-lanca-consulta-publica-sobre-regras-para-usinas-hibridas/656877?inheritRedirect=false](https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aneel-lanca-consulta-publica-sobre-regras-para-usinas-hibridas/656877?inheritRedirect=false) (acessado mar. 07, 2020).
- [21] N. T. Prasad, “SECI Announces Two Tenders: 1.2 GW of Solar and 1.2 GW of Wind-Solar Hybrid Projects”, *Mercom India*, dez. 05, 2019. <https://mercomindia.com/seci-tenders-solar-wind-solar-hybrid-projects/> (acessado mar. 07, 2020).
- [22] “2019-05-15 - Usinas híbridas no SIN.pdf”. .
- [23] F. Bizzarri, “Combining SOLAR PV power plants and wind farms”:, apresentado em IEA TECHNOLOGY ROADMAPS: SOLAR ELECTRICITY, 2014.
- [24] Pedro Leoni, Carlos Carvalho, Lucas Abreu, e Daniel Barbosa, “Projeto Híbrido Eólico-Solar - Uma Experiência Prática”, apresentado em Brazil Wind Power 2016, Rio de Janeiro, Brazil, 2016.
- [25] Alan Falcão e Edgard Almeida, “Desenvolvimento Combinado de Projetos Eólico e Solar”, apresentado em Brazil Wind Power 2016, Rio de Janeiro, Brazil, 2016.

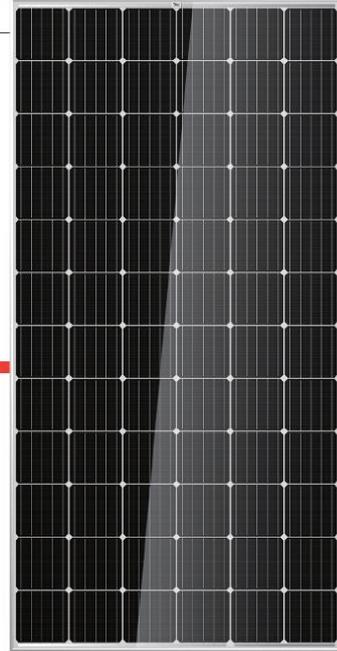
- [26] H. J. Kan e L. N. Tan, “The Influence of Wind–Solar Hybrid Generation System on Transmission Service Rate”, *Adv. Mater. Res.*, vol. 1070–1072, p. 1472–1476, dez. 2014, doi: 10.4028/www.scientific.net/AMR.1070-1072.1472.
- [27] Mauricio T. Tolmalsquim, Org., *Energia Renovável - Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica*. Empresa de Pesquisa Energética, 2016.
- [28] U.S. Department of Energy - Energy Efficiency and Renewable Energy, “2010 Solar Technologies Market Report”, 2010 Solar Technologies Market Report.pdf, 2011.
- [29] U.S. Energy Information Administration, “Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources i”, *Annu. Energy Outlook 2019*, p. 25, 2019.
- [30] M. Ramadhan e A. Naseeb, “The cost benefit analysis of implementing photovoltaic solar system in the state of Kuwait”, *Renew. Energy*, vol. 36, n° 4, p. 1272–1276, abr. 2011, doi: 10.1016/j.renene.2010.10.004.
- [31] V. S. F. Antunes, B. S. Borba, e B. H. Dias, “Analysis of the inclusion of wind-solar power plants in the planning of Brazilian electrical system”, in *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*, Niteroi, maio 2018, p. 1–6, doi: 10.1109/SBSE.2018.8395717.
- [32] M. N. Magalhães e A. C. P. de Lima, *Noções de probabilidade e estatística*. São Paulo: Edusp, 2008.
- [33] M. H. DeGroot e M. J. Schervish, *Probability and statistics*, 4th ed. Boston: Addison-Wesley, 2012.
- [34] Sonia Maria Barros Barbosa Correa, *Probabilidade e Estatística*, 2° ed. PUC MINAS VIRTUAL.
- [35] D. B. F. Filho, “Desvendando os Mistérios do Coeficiente de Correlação de Pearson ( $r$ )”, vol. 18, n° 1, p. 32, 2009.
- [36] M. Mukaka, “A guide to appropriate use of Correlation coefficient in medical research”, *Malawi Med. J. J. Med. Assoc. Malawi*, vol. 24, n° 3, p. 69–71, set. 2012.
- [37] V. Khare, S. Nema, e P. Baredar, “Solar–wind hybrid renewable energy system: A review”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, p. 23–33, maio 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.223.
- [38] F. A. Khan, N. Pal, e Syed. H. Saeed, “Review of solar photovoltaic and wind hybrid energy systems for sizing strategies optimization techniques and cost analysis methodologies”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 92, p. 937–947, set. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.04.107.
- [39] M. Petrollese e D. Cocco, “Optimal design of a hybrid CSP-PV plant for achieving the full dispatchability of solar energy power plants”, *Sol. Energy*, vol. 137, p. 477–489, nov. 2016, doi: 10.1016/j.solener.2016.08.027.
- [40] R. Chedid e S. Rahman, “Unit sizing and control of hybrid wind-solar power systems”, *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 12, n° 1, p. 79–85, mar. 1997, doi: 10.1109/60.577284.
- [41] Y. Yang, S. Guo, D. Liu, R. Li, e Y. Chu, “Operation optimization strategy for wind-concentrated solar power hybrid power generation system”, *Energy Convers. Manag.*, vol. 160, p. 243–250, mar. 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2018.01.040.
- [42] R. Y. Rubinstein e D. P. Kroese, *Simulation and the Monte Carlo method*, Third edition. Hoboken, New Jersey: Wiley, 2017.
- [43] H. A. Taha, *Pesquisa operacional*, 8° ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2008.
- [44] T. P. Abud, “Influência do Mercado Local na Análise Estocástica da Conexão da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes de Baixa Tensão”, UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE, NITERÓI, 2019.
- [45] F. S. Hillier e G. J. Lieberman, *Introduction to operations research*, 9th ed. New York: McGraw-Hill Higher Education, 2010.
- [46] N. D. Pizzolato e A. A. Gandolpho, *Técnicas de otimização*. LTC, 2013.
- [47] D. P. Bertsekas, *Nonlinear programming*, Third edition. Belmont, Massachusetts: Athena Scientific, 2016.
- [48] M. A. R. Sacoman, “Otimização de Projetos utilizando GRG, Solver e Excel”, in *Congresso Brasileiro de Educação em Engenharia*, Belém, PA - Brazil, 2012, p. 12.
- [49] Gerson Lachtermacher, *Pesquisa Operacional na Tomada de Decisões*, 5° ed. Rio de Janeiro, Brazil: LTC, 2018.
- [50] S. Sharma, G. P. Rangaiah, e K. S. Cheah, “Multi-objective optimization using MS Excel with an application to design of a falling-film evaporator system”, *Food Bioprod. Process.*, vol. 90, n° 2, p. 123–134, abr. 2012, doi: 10.1016/j.fbp.2011.02.005.
- [51] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, “Comercialização”. [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/onde-atuamos/comercializacao?\\_adf.ctrl-state=fbd81j5og\\_14&\\_afLoop=502317222295372#!%40%40%3F\\_afLoop%3D502317222295372%26\\_adf.ctrl-state%3Dfbd81j5og\\_18](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao?_adf.ctrl-state=fbd81j5og_14&_afLoop=502317222295372#!%40%40%3F_afLoop%3D502317222295372%26_adf.ctrl-state%3Dfbd81j5og_18) (acessado ago. 13, 2020).
- [52] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, “Tipos de Leilões”. [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-)

- fazemos/como\_ccee\_atua/tipos\_leiloes\_n\_logado?\_afzLoop=501934734113462&\_adf.ctrl-state=fbd81j5og\_1#!%40%40%3F\_afzLoop%3D501934734113462%26\_adf.ctrl-state%3Dfbd81j5og\_5 (acessado ago. 13, 2020).
- [53] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR por Quantidade - PRODUTO 2025 / 2044 (SOLAR FOTOVOLTAICA) - ANEXO II AO EDITAL DE LEILÃO Nº 04/2019-ANEEL – Processo nº 48500.001756/2019-80”. ANEEL.
- [54] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR por Quantidade - PRODUTO 2025 / 2044 (EÓLICA) - ANEXO II AO EDITAL DE LEILÃO Nº 04/2019-ANEEL – Processo nº 48500.001756/2019-80”. ANEEL.
- [55] Empresa de Pesquisa Energética, “Estudos para a Licitação da Expansão da Geração - Alteração da Modalidade Contratual dos CCEARs da Fonte de Geração Eólica”, EPE, EPE-DEE-RE-042/2018, jun. 2018.
- [56] MME, “PORTARIA MME Nº 102, DE 22 DE MARÇO DE 2016”. Acessado: jun. 09, 2020. [Online]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2016102mme.pdf>.
- [57] “JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission”. [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/tools.html#HR](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#HR) (acessado jan. 09, 2020).
- [58] “Gamesa G132-5.0MW - 5,00 MW - Wind turbine”. <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/768-gamesa-g132-5.0mw> (acessado jan. 11, 2020).
- [59] “Gamesa will install 18 of its G132-5.0 MW wind turbines (90 MW) at a wind power plant | REVE News of the wind sector in Spain and in the world”. <https://www.evwind.es/2016/11/16/gamesa-will-install-18-of-its-g132-5-0-mw-wind-turbines-90-mw-at-a-wind-power/57977> (acessado jan. 11, 2020).
- [60] I. Lerche e B. S. Mudford, “How Many Monte Carlo Simulations Does One Need to Do?”, *Energy Explor. Exploit.*, vol. 23, nº 6, p. 405–427, dez. 2005, doi: 10.1260/014459805776986876.
- [61] E. Limpert e W. A. Stahel, “Problems with using the normal distribution--and ways to improve quality and efficiency of data analysis”, *PloS One*, vol. 6, nº 7, p. e21403, 2011, doi: 10.1371/journal.pone.0021403.
- [62] ANEEL, “Submódulo 9.8 Metodologia de cálculo de preço teto da Receita Anual Permitida (RAP) dos leilões de concessão de transmissão de energia elétrica”. out. 30, 2018, Acessado: jun. 08, 2020. [Online]. Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2018831\\_Proret\\_Submod\\_9\\_8\\_V2.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2018831_Proret_Submod_9_8_V2.pdf).
- [63] L. F. Lorey *et al.*, “Stochastic optimization applied to Brazilian hydroelectric seasonalization of assured energy”, in *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, Eindhoven, jun. 2015, p. 1–6, doi: 10.1109/PTC.2015.7232568.
- [64] P. de C. Silva, V. G. Guedes, e M. H. Hirata, “OTIMIZAÇÃO DOS PARÂMETROS DA DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL”, *XV Congr. Bras. Eng. Mec.*, p. 10, nov. 1999.

# ANEXO 1 – DATASHEET DO PAINEL SOLAR ADOTADO

Mono Multi Solutions

## THE TALLMAX<sup>M</sup> PLUS<sup>†</sup> FRAMED 72-CELL MODULE(1500V)



**72 CELL**  
MONOCRYSTALLINE MODULE

**340-375W**  
POWER OUTPUT RANGE

**19.3%**  
MAXIMUM EFFICIENCY

**0~+5W**  
POSITIVE POWER TOLERANCE

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading comprehensive solutions provider for solar energy. We believe close cooperation with our partners is critical to success. Trina Solar now distributes its PV products to over 60 countries all over the world. Trina is able to provide exceptional service to each customer in each market and supplement our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable partner. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaboration with installers, developers, distributors and other partners.

### Comprehensive Products And System Certificates

IEC61215/IEC61730/UL1703/IEC61701/IEC62716  
ISO 9001: Quality Management System  
ISO 14001: Environmental Management System  
ISO14064: Greenhouse gases Emissions Verification  
OHSAS 18001: Occupation Health and Safety Management System



**Trina solar**



### Ideal for large scale installations

- Reduce BOS cost by connecting more modules in a string
- 1500V UL/1500V IEC certified



### Maximize limited space with top-end efficiency

- Up to 193 W/m<sup>2</sup> power density
- Low thermal coefficients for greater energy production at high operating temperatures



### Highly reliable due to stringent quality control

- Over 30 in-house tests (UV, TC, HF, and many more)
- In-house testing goes well beyond certification requirements
- 100% EL double inspection



### Certified to withstand the most challenging environmental conditions

- 2400 Pa wind load
- 5400 Pa snow load

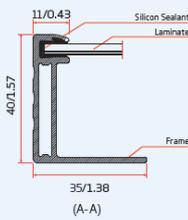
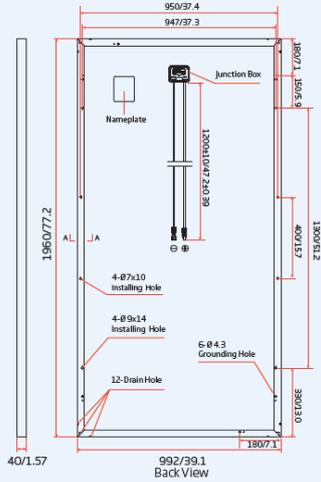
### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty · 25 Year Linear Power Warranty

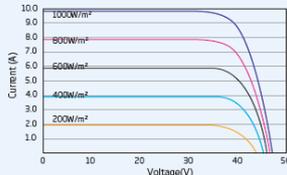


| PRODUCTS                | POWER RANGE |
|-------------------------|-------------|
| TSM-DE14A(II) STD MONO  | 340-350W    |
| TSM-DE14A(II) PERC MONO | 355-375W    |

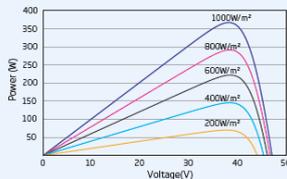
**DIMENSIONS OF PV MODULE(mm/inches)**



**I-V CURVES OF PV MODULE(365W)**



**P-V CURVES OF PV MODULE(365W)**



**ELECTRICAL DATA (STC)**

| Peak Power Watts-P <sub>max</sub> (Wp) *    | 340    | 345  | 350  | 355  | 360  | 365  | 370  | 375  |
|---|--------|------|------|------|------|------|------|------|
| Power Output Tolerance-P <sub>max</sub> (W) | 0 ~ +5 |      |      |      |      |      |      |      |
| Maximum Power Voltage-V <sub>MPP</sub> (V)  | 38.2   | 38.5 | 38.7 | 38.8 | 39.0 | 39.3 | 39.7 | 40.0 |
| Maximum Power Current-I <sub>MPP</sub> (A)  | 8.90   | 8.96 | 9.04 | 9.14 | 9.24 | 9.30 | 9.33 | 9.37 |
| Open Circuit Voltage-V <sub>oc</sub> (V)    | 46.2   | 46.7 | 47.0 | 47.4 | 47.7 | 48.0 | 48.3 | 48.5 |
| Short Circuit Current-I <sub>sc</sub> (A)   | 9.50   | 9.55 | 9.60 | 9.65 | 9.70 | 9.77 | 9.83 | 9.88 |
| Module Efficiency η <sub>m</sub> (%)        | 17.5   | 17.7 | 18.0 | 18.3 | 18.5 | 18.8 | 19.0 | 19.3 |

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AML.5.  
\*Measuring tolerance: ±3%

**ELECTRICAL DATA (NOCT)**

|  |      |      |      |      |      |      |      |      |
|--|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Maximum Power-P <sub>max</sub> (Wp)        | 253  | 257  | 261  | 264  | 268  | 272  | 276  | 279  |
| Maximum Power Voltage-V <sub>MPP</sub> (V) | 35.4 | 35.7 | 35.9 | 36.0 | 36.2 | 36.4 | 36.8 | 37.1 |
| Maximum Power Current-I <sub>MPP</sub> (A) | 7.15 | 7.20 | 7.26 | 7.34 | 7.42 | 7.47 | 7.50 | 7.53 |
| Open Circuit Voltage-V <sub>oc</sub> (V)   | 42.9 | 43.4 | 43.7 | 44.1 | 44.3 | 44.6 | 44.9 | 45.1 |
| Short Circuit Current-I <sub>sc</sub> (A)  | 7.67 | 7.71 | 7.75 | 7.79 | 7.83 | 7.89 | 7.94 | 7.98 |

NOCT: Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

**MECHANICAL DATA**

|                   |  |
|-------------------|--|
| Solar Cells       | Monocrystalline 156.75 × 156.75 mm (6 inches)  |
| Cell Orientation  | 72 cells (6 × 12)  |
| Module Dimensions | 1960 × 992 × 40 mm (77.2 × 39.1 × 1.57 inches)   |
| Weight            | 26.0 kg (57.3 lb) with 4.0 mm glass; 22.5 kg (49.6 lb) with 3.2 mm   |
| Glass             | glass 4.0 mm (0.16 inches) for PERC Mono; 3.2 mm (0.13 inches) for Std Mono. High Transmission, AR Coated Tempered Glass |
| Backsheet         | White  |
| Frame             | Silver Anodized Aluminium Alloy  |
| J-Box             | IP 67 or IP 68 rated   |
| Cables            | Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), 1200 mm (47.2 inches)                     |
| Connector         | Trina TS4  |
| Fire Type         | Type 1 or Type 2   |

**TEMPERATURE RATINGS**

|   |             |
|---|-------------|
| NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)   | 44°C (±2°C) |
| Temperature Coefficient of P <sub>max</sub> | - 0.39%/°C  |
| Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub>  | - 0.29%/°C  |
| Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub>  | 0.05%/°C    |

**MAXIMUM RATINGS**

|                         |  |
|-------------------------|--|
| Operational Temperature | -40 ~ +85°C                              |
| Maximum System Voltage  | 1500V DC (IEC)<br>1500V DC (UL)          |
| Max Series Fuse Rating  | 15A (Power ≤ 350W)<br>20A (Power ≥ 355W) |

(DO NOT connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

**WARRANTY**

- 10 year Product Workmanship Warranty
- 25 year Linear Power Warranty

(Please refer to product warranty for details)

**PACKAGING CONFIGURATION**

- Modules per box: 27 pieces
- Modules per 40' container: 648 pieces

## APÊNDICE 1 – RESULTADOS DO CASO 2 - RIO GRANDE DO NORTE

Serão expostos a seguir os resultados da aplicação a um caso específico no RN da metodologia descrita no capítulo METODOLOGIA PARA OTIMIZAÇÃO DE UMA USINA HÍBRIDA EÓLICO-FOTOVOLTAICA. A sequência e as análises executadas aqui são iguais às aplicadas no caso da BA.

### 1. Avaliação qualitativa da complementaridade

As avaliações aqui realizadas foram baseadas nas potências base de cada fonte, aplicando-se os recursos solar e eólico médio medidos, sejam horários ou mensais.

#### - Fator de Capacidade

A Figura 52 apresenta o FC de um ano típico no RN, baseado nas médias das medições locais.

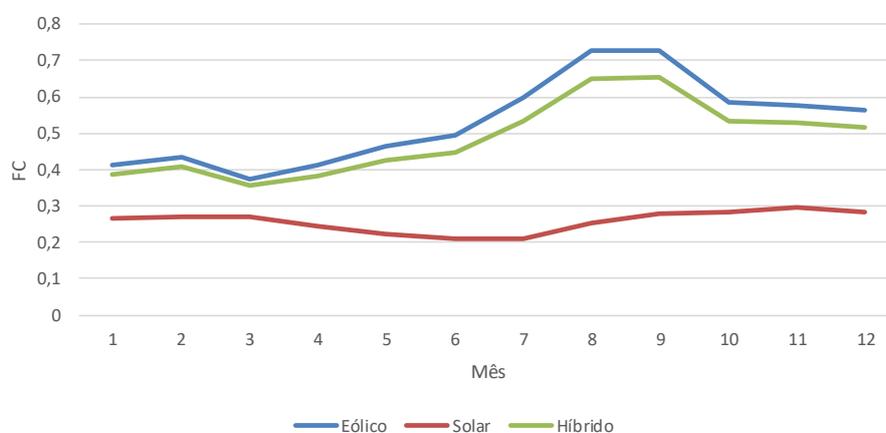


Figura 52 - Fator de Capacidade Mensal em um ano típico no Caso 2 [Elaboração própria]

Observam-se:

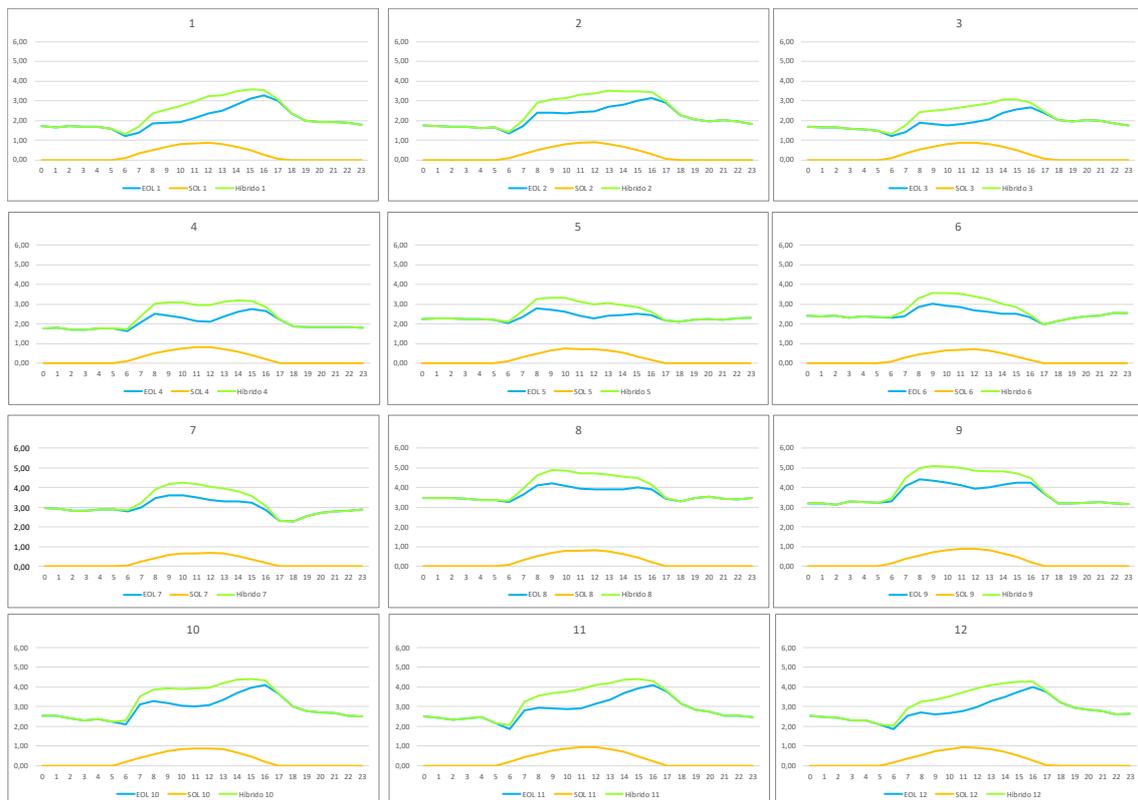
- O FC\_eol médio anual é 0,53.
- O FC\_sol médio anual é 0,26.
- O FC\_hib médio anual é 0,49, justificado devido à potência base eólica considerada ser de 5MW e a solar ser de 1MW, prevalecendo a primeira, conforme demonstrado em [31].

- Nos meses 1, 2 e 3, quando o FC\_eol está baixo, o FC\_sol está mais alto.
- Nos meses 4 a 7, quando o FC\_eol está aumentando e chegando ao seu máximo, o FC\_sol está atingindo o seu mínimo.
- Nos meses 8 e 9, quando FC\_sol está aumentando, FC\_eol já está no seu máximo.
- Nos meses 10, 11 e 12, quando FC\_sol está no seu máximo, FC\_eol tem uma queda significativa, atingindo um valor intermediário entre o mínimo e a máxima.

**CONCLUSÃO PARCIAL 1:** Nos gráficos de FC para um ano típico, a escala mensal apresenta um bom potencial de complementaridade. Entretanto, a análise apenas do FC não pode ser conclusiva.

### - Curvas de Geração Horária de Dias Típicos

A Figura 53 permite a análise da geração horária de um dia típico de cada mês.



**Figura 53 – Complementaridade da geração eólica e solar e a geração híbrida, para cada mês, no Caso 2, considerando um dia típico do mês. Eixo vertical: Potência em MW. Eixo horizontal: Hora do dia. Curva amarela: geração solar. Curva Azul: geração eólica. Curva Verde: geração híbrida.**

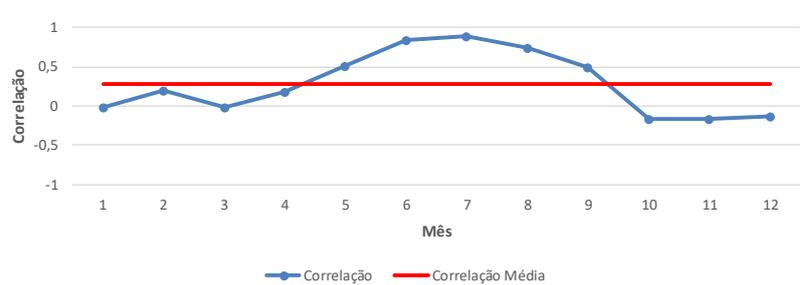
Diferentemente do FC de um ano típico, onde aparentava haver um potencial de complementaridade significativo, a análise de um dia típico mensal indicada o extremo oposto. Fica evidente que a geração eólica aumenta ao mesmo tempo em que a solar, gerando picos de geração significativos e patamares horários de geração bem discrepantes, contrário ao propósito da complementaridade. Esta característica poderia ser aproveitada para um produto específico voltado para o ACL, entretanto, esta análise foge ao escopo deste trabalho.

**CONCLUSÃO PARCIAL 2:** a complementaridade da geração horária não apresenta bom potencial de aproveitamento, já que ambas aumentam e diminuem simultaneamente.

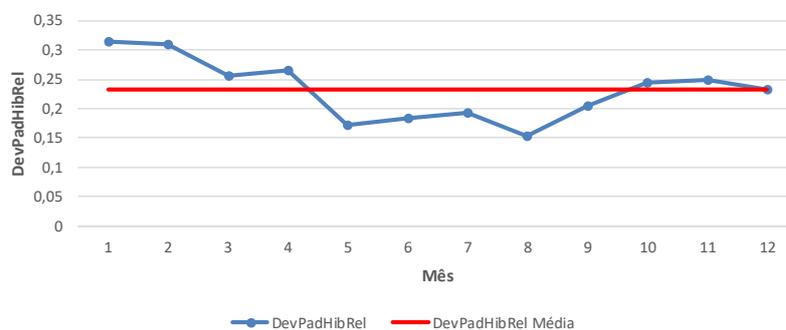
Entretanto, da mesma maneira que foi apresentado no Caso 1, não é possível afirmar ainda que a hibridização é inviável neste caso. Assim, seguem-se as avaliações.

### - Cálculo da Correlação

Apresentam-se as Figura 54 e Figura 55, onde são calculadas a Correlação entre as fontes e o desvio padrão relativo da geração híbrida.



**Figura 54 - Correlação entre Geração Eólica e Solar no Caso 2 para cada hora. [Elaboração própria]**



**Figura 55 - Desvio Padrão Relativo da Geração Híbrida no Caso 2 para cada mês. [Elaboração própria]**

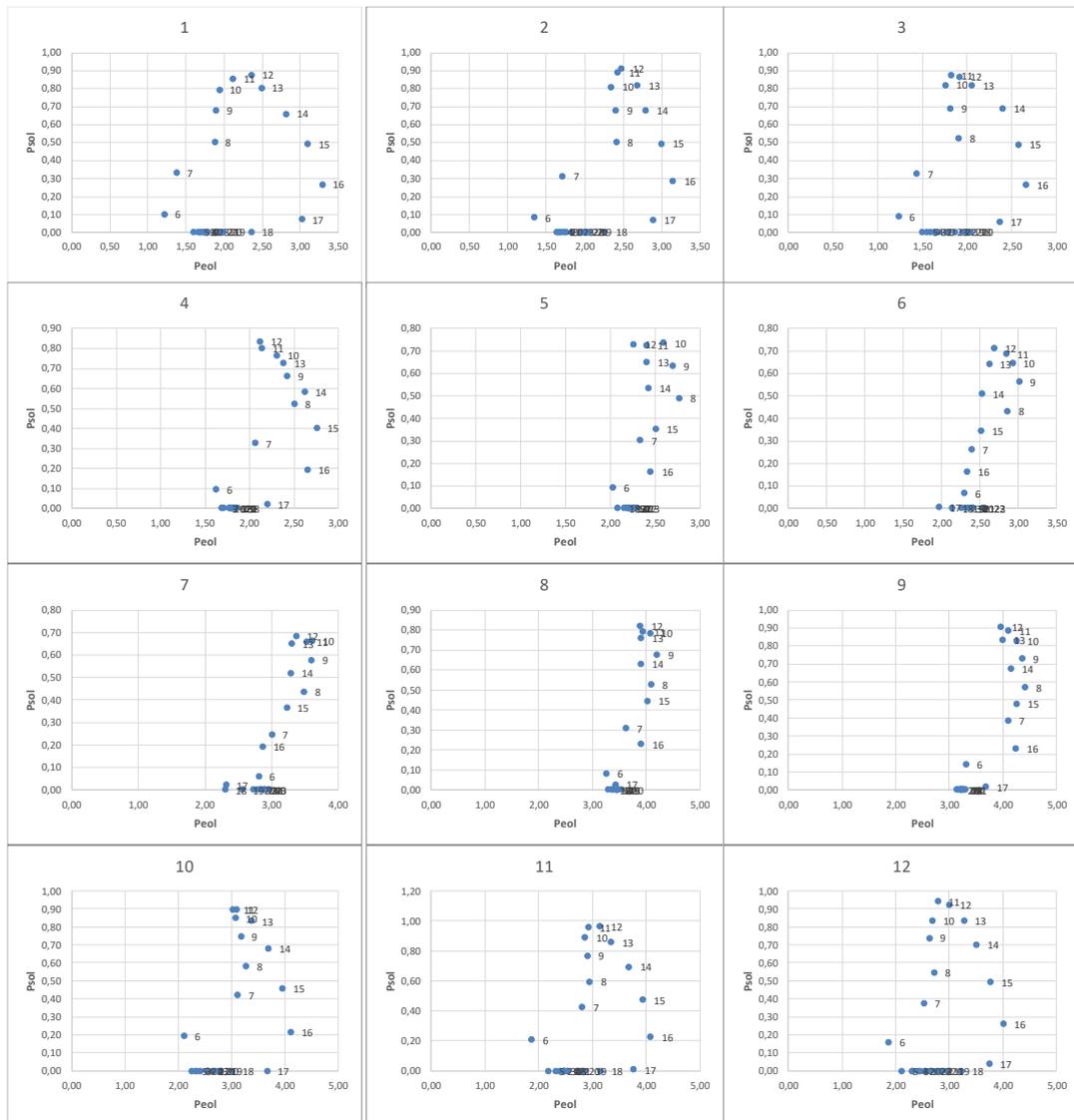
Observa-se que a Correlação é pouco negativa (cerca de -0,2) nos meses 10, 11 e 12, o que significa afirmar que as gerações eólica e solar tem uma pequena tendência de se

complementarem, condizente com o apresentado na Figura 51. Entretanto, nos mesmos meses existem  $DPRel_H$  em valores intermediários, quando seria de se esperar que os valores fossem baixos graças à complementaridade.

Além disso, outra observação fundamental ocorre nos meses 5 a 9, onde ocorrem as mais altas correlações positivas (maiores ou iguais a 0,5), mas os  $DPRel_H$  são os mais baixos do intervalo.

**CONCLUSÃO PARCIAL 3:** a Correlação Linear mostrou-se contraintuitiva e, neste caso, falha no objetivo de indicar alguma medida para o potencial de complementaridade.

Assim, seguem na Figura 56 as indicações mensais dos comportamentos da  $Peol$  e  $Psol$  no plano cartesiano.



**Figura 56 – Gráficos mensais de dispersão  $Peol$  (eixo X) e  $Psol$  (eixo Y) a cada hora [Elaboração própria]**

Diferentemente do Caso 1, o Caso 2 mostra que a tendência parabólica é parcialmente perceptível apenas nos meses 1 e 12, e de interpretação inconclusiva nos demais meses. Ressalta-se que devem ser avaliadas outras ferramentas estatísticas, conforme dito anteriormente, que não são escopo deste trabalho.

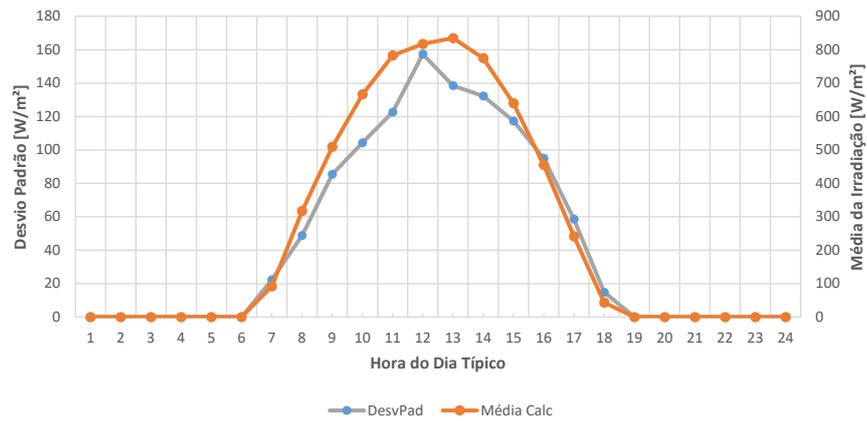
Da mesma forma que no Caso 1, as análises da complementaridade não foram conclusivas, o que não as torna inúteis, pois são de grande valia para o desenvolvimento do senso crítico do analista.

## 2. Método de Monte Carlo

Conforme metodologia indicada no item 3.2, foram calculadas as seguintes Médias e Desvios Padrão para ambos os recursos, conforme Figura 57 e Figura 58, que sintetizam o que foi indicado na Figura 53.

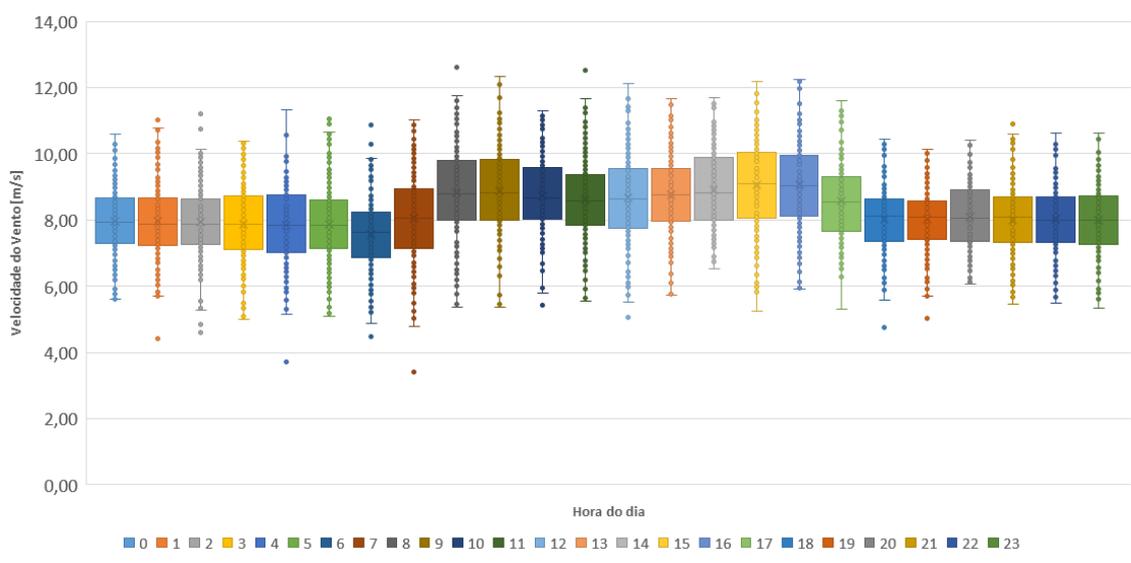


**Figura 57 – Médias e Desvios Padrões horários da velocidade de vento no Caso 2 [Elaboração própria]**

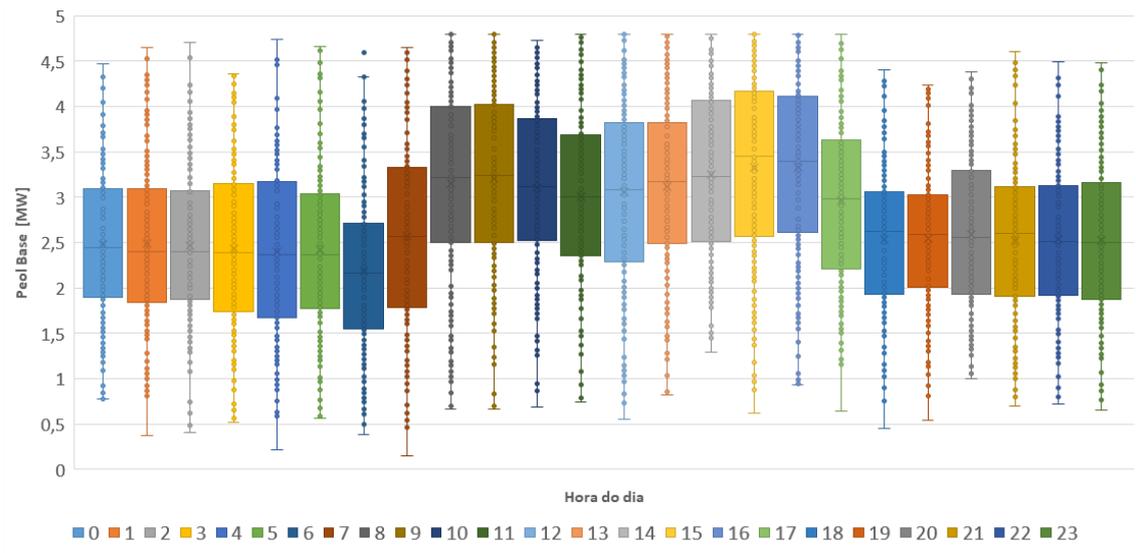


**Figura 58 - Médias e Desvios Padrões horários da irradiação solar no Caso 2 [Elaboração própria]**

As informações anteriores permitiram elaborar os 200 cenários sintéticos aplicando o MMC no Caso 2, gerando os resultados a seguir:



**Figura 59 – Diagrama de caixas horário da velocidade do vento nos 200 cenários sintéticos do Caso 2 [Elaboração própria]**



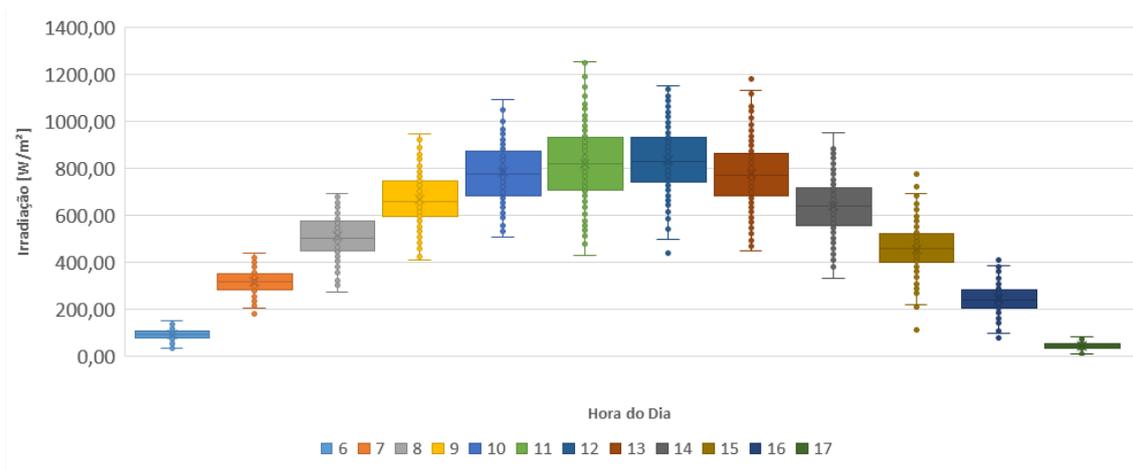
**Figura 60 - Diagrama de caixas horário da potência eólica base nos 200 cenários sintéticos do Caso 2 [Elaboração própria]**

É notória a diferença do comportamento dos ventos em relação ao Caso 1 e o consequente comportamento da geração eólica, pois as Médias e Medianas chegam a no máximo 3,5MW (70% da potência nominal).

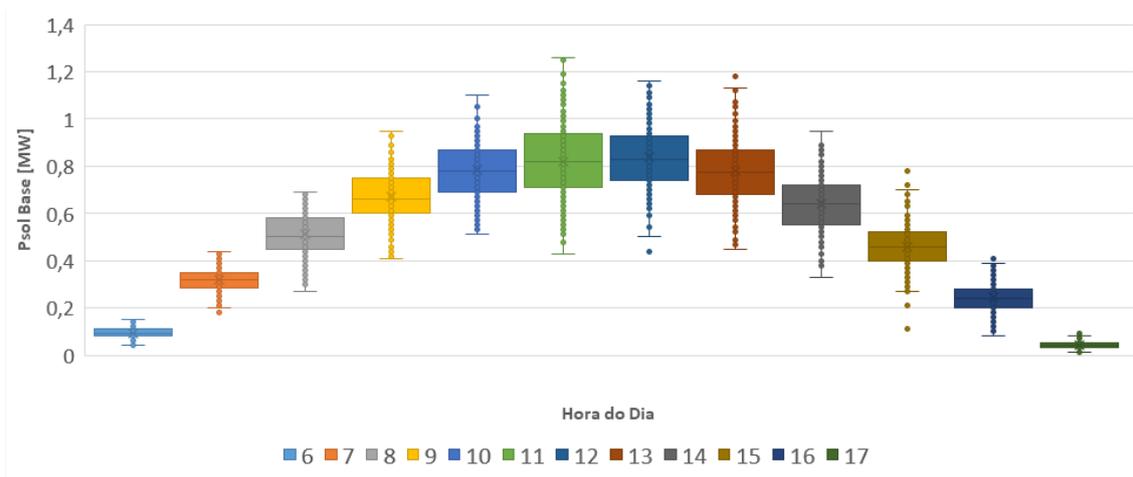
Nota-se também que as 6 primeiras e as 6 últimas horas do dia tem a média e a mediana próximas de 2,5MW, que é a metade da potência nominal.

Destaca-se que os maiores intervalos de quartis centrais (distância entre início do Q2 e fim do Q3) são de cerca de 1,5MW. Fato este que aponta para uma probabilidade de 50% de a geração variar no máximo 1,5MW, considerada a amostragem de 200 cenários. Para o Caso 1, este valor chega a 2,5MW em alguns horários.

Observa-se que não há cenários de geração nula em nenhuma das horas. Isto não significa ser impossível que a geração nula ocorra, apenas que os cenários não apresentam esta situação, o que pode ser um indício de que poderiam ser elaborados mais cenários sintéticos, apesar de não ser possível afirmar categoricamente que o resultado ia sofrer alterações.



**Figura 61 - Diagrama de caixas horário da irradiação solar nos 200 cenários sintéticos do Caso 2 [Elaboração própria]**



**Figura 62 - Diagrama de caixas horário da potência solar base nos 200 cenários sintéticos do Caso 1 [Elaboração própria]**

Observam-se:

As médias e medianas máximas ultrapassam pouco o valor de 0,8MW, enquanto no Caso 1 chegavam a 0,9MW em pelo menos 2 horas do dia.

As médias, medianas e tamanhos de Q2 e Q3 de 11h e 12h são muito similares, representando uma menor tendência a rampas drásticas entre estes dois horários.

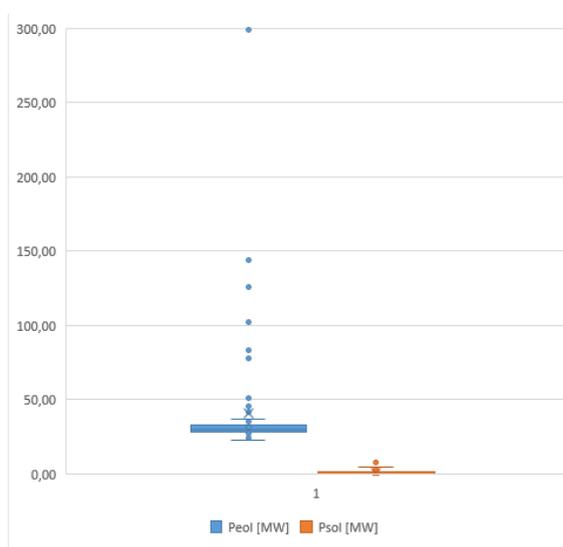
Após a geração dos 200 cenários sintéticos através do MMC, realiza-se o processo de otimização, cujos resultados são mostrados a seguir.

### 3. Análise dos resultados de otimização

O procedimento aqui aplicado foi o mesmo do Caso 1, conforme detalhado no item 3.4. Assim, os resultados médios da Minimização do Desvio Padrão Relativo (Desvio padrão dividido pela média) foram:

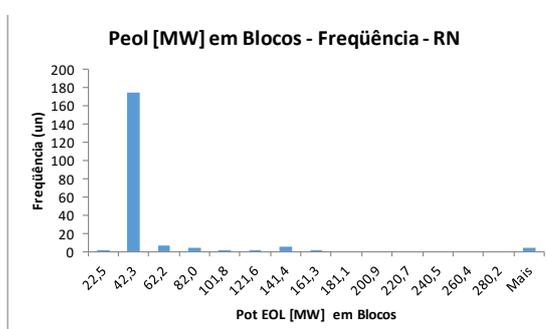
**Tabela 11 – Médias e Desvios Padrões das potências resultantes da otimização dos 200 cenários no Caso 2**

| Grandeza       | Peol  | Psol | Phib  |
|----------------|-------|------|-------|
| Pmed Inst [MW] | 41,08 | 1,05 | 42,13 |
| DesvPad [MW]   | 42,6  | 1,5  | 42,3  |



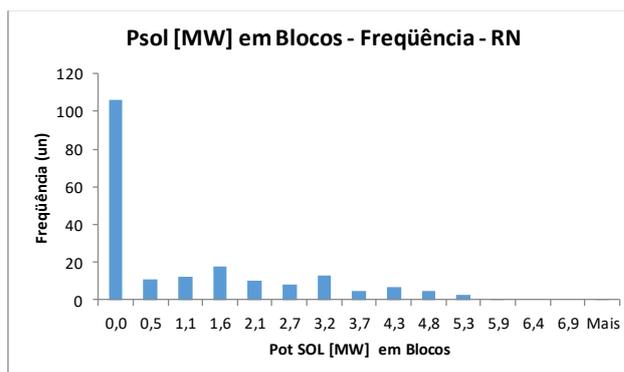
**Figura 63 – Diagrama de caixas das potências instaladas otimizadas nos 200 cenários de UEF no Caso 2 [Elaboração própria]**

| Bloco | Freqüência |
|-------|------------|
| 22,5  | 1          |
| 42,3  | 175        |
| 62,2  | 7          |
| 82,0  | 4          |
| 101,8 | 1          |
| 121,6 | 1          |
| 141,4 | 5          |
| 161,3 | 2          |
| 181,1 | 0          |
| 200,9 | 0          |
| 220,7 | 0          |
| 240,5 | 0          |
| 260,4 | 0          |
| 280,2 | 0          |
| Mais  | 4          |



**Figura 64 – Histograma das potências eólicas otimizadas nos 200 cenários de UEF no Caso 2 [Elaboração própria]**

| Bloco | Freqüência |
|-------|------------|
| 0,0   | 106        |
| 0,5   | 11         |
| 1,1   | 12         |
| 1,6   | 18         |
| 2,1   | 10         |
| 2,7   | 8          |
| 3,2   | 13         |
| 3,7   | 5          |
| 4,3   | 7          |
| 4,8   | 5          |
| 5,3   | 3          |
| 5,9   | 1          |
| 6,4   | 0          |
| 6,9   | 0          |
| Mais  | 1          |



**Figura 65 - Histograma das potências solares otimizadas nos 200 cenários de UEF no Caso 2 [Elaboração própria]**

A Figura 63 indica a existência de outliers que, da mesma forma que no Caso 1, afasta a média para fora dos quartis. Entretanto, isso ocorre numa proporção bem inferior à ocorrida no Caso 1. A Figura 64 mostra que existem 28 outliers em 200 cenários (14%). Esta questão merece atenção especial e deverá ser objeto de estudos futuros.

De posse das médias de Peol e Psol calculadas, define-se a potência real a ser instalada de eólica. E, calculando-se quais seriam o Desvio Padrão Relativo e o LCOE da UEF nesta localidade aplicando-se os 200 cenários sintéticos de vento e irradiação, geram-se os seguintes resultados:

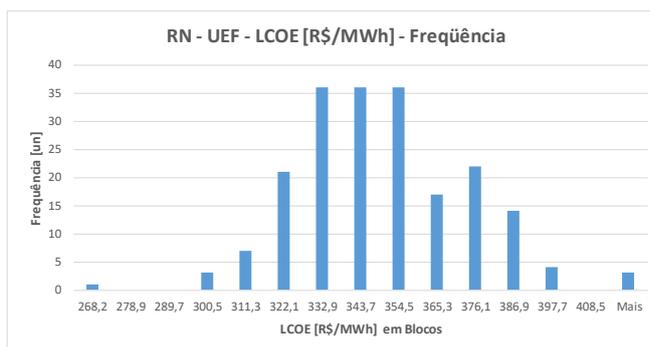
**Tabela 12 - Potências e LCOE médios para uma UEF com Peol ajustada, no Caso 2**

| Grandeza | Peol  | Psol | Phib  | LCOE (R\$/MWh) | DesvPad/MédiaGer |
|----------|-------|------|-------|----------------|------------------|
| Média    | 40,00 | 1,05 | 41,05 | 344,77         | 35%              |
| DesvPad  | -     | -    | -     | 24,30          | 5%               |



**Figura 66 – Diagrama de caixas do DPRel (esq.) e do LCOE (dir.) nos 200 cenários de UEF otimizados do Caso 2 [Elaboração própria]**

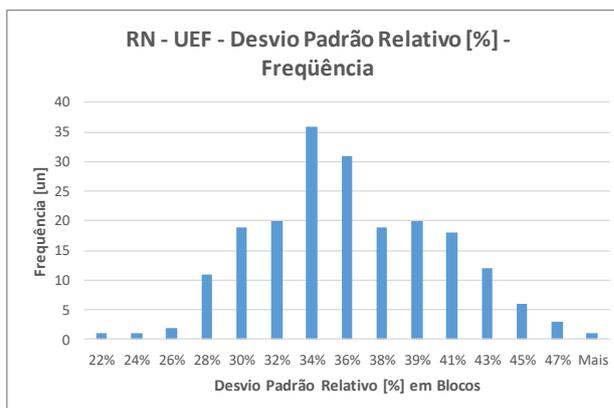
| Bloco | Frequência |
|-------|------------|
| 268,2 | 1          |
| 278,9 | 0          |
| 289,7 | 0          |
| 300,5 | 3          |
| 311,3 | 7          |
| 322,1 | 21         |
| 332,9 | 36         |
| 343,7 | 36         |
| 354,5 | 36         |
| 365,3 | 17         |
| 376,1 | 22         |
| 386,9 | 14         |
| 397,7 | 4          |
| 408,5 | 0          |
| Mais  | 3          |



**Figura 67 - Histograma do LCOE nos 200 cenários de UEF otimizados do Caso 2 [Elaboração própria]**

Observa-se na Figura 67 que 50% dos cenários apresentam LCOE menor ou igual a 343R\$/MWh.

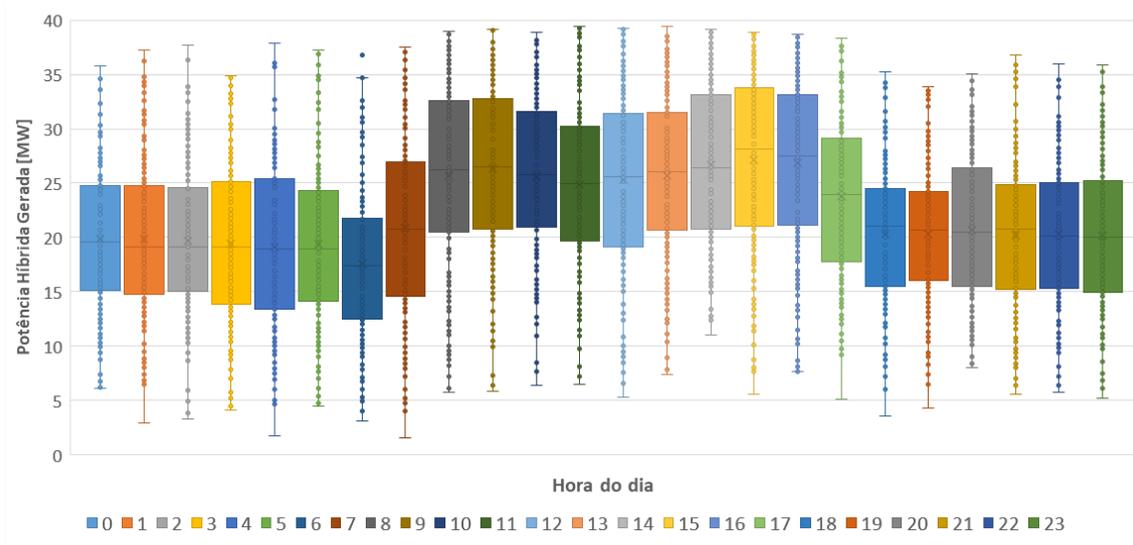
| Bloco | Frequência |
|-------|------------|
| 22%   | 1          |
| 24%   | 1          |
| 26%   | 2          |
| 28%   | 11         |
| 30%   | 19         |
| 32%   | 20         |
| 34%   | 36         |
| 36%   | 31         |
| 38%   | 19         |
| 39%   | 20         |
| 41%   | 18         |
| 43%   | 12         |
| 45%   | 6          |
| 47%   | 3          |
| Mais  | 1          |



**Figura 68 - Histograma do DPRel nos 200 cenários de UEF otimizados do Caso 2 [Elaboração própria]**

A Figura 68 indica que 50% dos cenários tem DPRel menor ou igual a 34% (34,02%).

Nota-se que os valores médios destes gráficos são condizentes com as médias do LCOE de Desvio Padrão Relativo.



**Figura 69 – Diagrama de caixas horário da potência híbrida gerada pela UEF otimizada nos 200 cenários sintéticos no Caso 2 [Elaboração própria]**

Devido à proporção entre Peol e Psol (1 para 40MW), a semelhança entre a Figura 69 e a Figura 60 é notória.

**CONCLUSÃO PARCIAL 4:** a predominância da eólica (97,4% da potência instalada) aponta que a otimização encontrou pouca contribuição do parque solar para a redução da variabilidade nesta localidade do RN.

#### 4. Comparações Adicionais

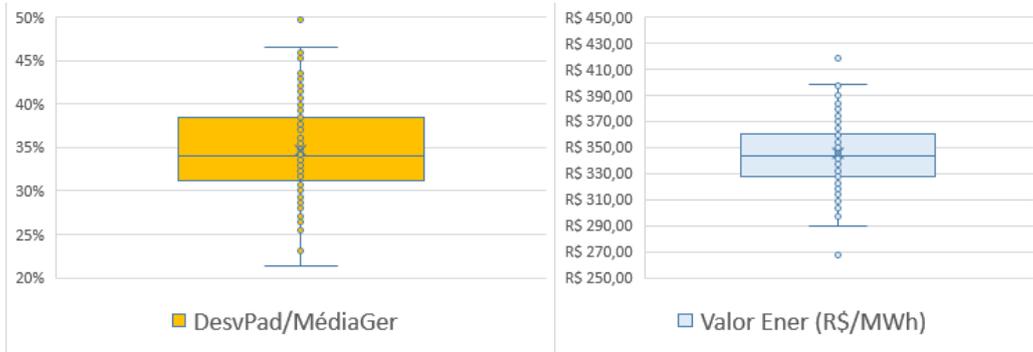
Assim como realizado para o Caso 1, foram analisados a seguir os resultados referentes a uma EOL (100% eólica) de potência equivalente aos 41,05MW instalados da UEF.

**Tabela 13 - Potências e LCOE médios para uma EOL equivalente, no Caso 2**

| Grandeza | Peol  | Psol | Phib  | LCOE (R\$/MWh) | Desv Pad Relativo |
|----------|-------|------|-------|----------------|-------------------|
| Média    | 40,00 | 0,00 | 40,00 | 345,16         | 35%               |
| DesvPad  | -     | -    | -     | 24,63          | 5%                |

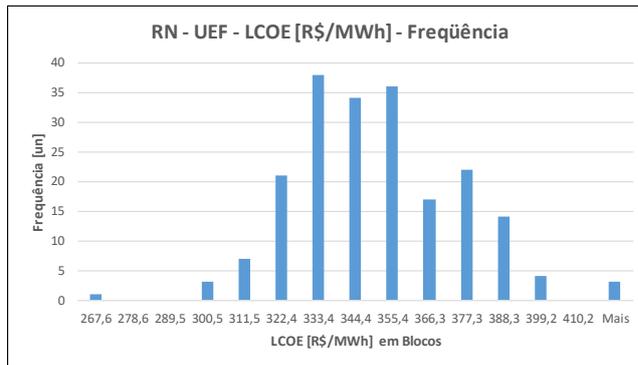
Conforme esperado devido à proporção entre Peol e Psol, não houve mudança no DPRel, apenas no LCOE, que aumentou 0,39R\$/MWh (0,1%) e no Desvio Padrão do LCOE aumentou 1,4%.

As Figura 70, Figura 71, Figura 72 e Figura 73 apontam mudanças imperceptíveis em relação à UEF.



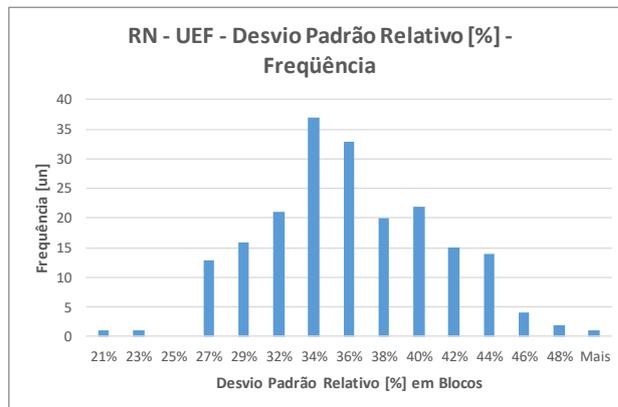
**Figura 70 - Diagrama de caixas do DPRel (esq.) e do LCOE (dir.) de uma EOL equivalente nos 200 cenários do Caso 2 [Elaboração própria]**

| Bloco | Frequência |
|-------|------------|
| 267,6 | 1          |
| 278,6 | 0          |
| 289,5 | 0          |
| 300,5 | 3          |
| 311,5 | 7          |
| 322,4 | 21         |
| 333,4 | 38         |
| 344,4 | 34         |
| 355,4 | 36         |
| 366,3 | 17         |
| 377,3 | 22         |
| 388,3 | 14         |
| 399,2 | 4          |
| 410,2 | 0          |
| Mais  | 3          |

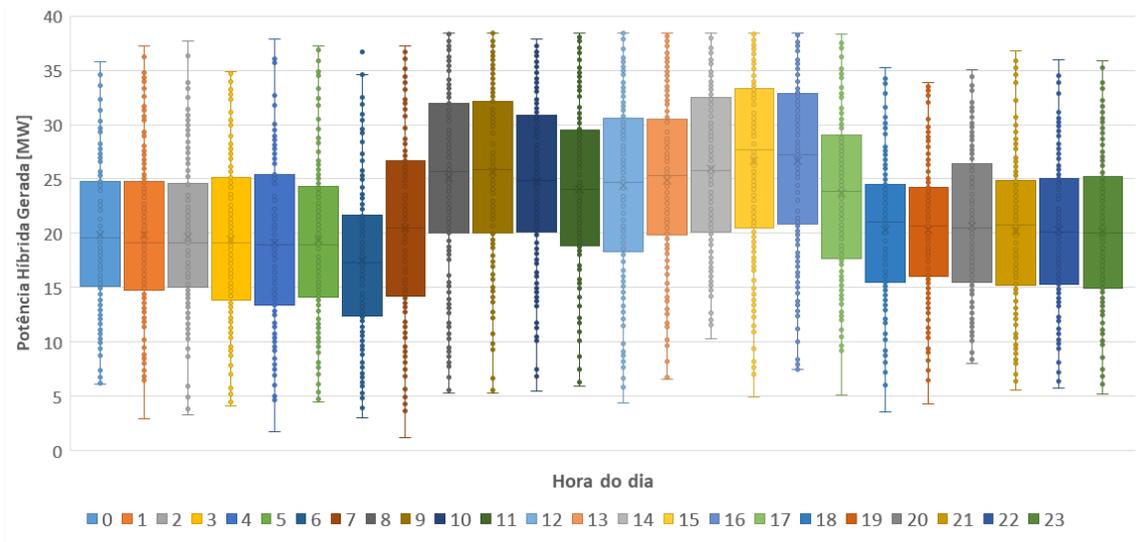


**Figura 71 - Histograma do LCOE nos 200 cenários de uma EOL equivalente nos 200 cenários do Caso 2 [Elaboração própria]**

| Bloco | Frequência |
|-------|------------|
| 21%   | 1          |
| 23%   | 1          |
| 25%   | 0          |
| 27%   | 13         |
| 29%   | 16         |
| 32%   | 21         |
| 34%   | 37         |
| 36%   | 33         |
| 38%   | 20         |
| 40%   | 22         |
| 42%   | 15         |
| 44%   | 14         |
| 46%   | 4          |
| 48%   | 2          |
| Mais  | 1          |



**Figura 72 - Histograma do DPRel nos 200 cenários de uma EOL equivalente nos 200 cenários do Caso [Elaboração própria]**



**Figura 73 - Diagrama de caixas horário da potência gerada pela EOL equivalente nos 200 cenários sintéticos no Caso 2 [Elaboração própria]**

A mesma análise foi realizada para uma UFV equivalente à potência instalada indicada pela otimização, entretanto, devido à capilaridade de potência permitida por teste tipo de usina, pode-se adotar a potência de 41,05MW instalados. Assim:

**Tabela 14 - Potências e LCOE médios para uma UFV equivalente, no Caso 2**

| Grandeza | Peol | Psol  | Phib  | LCOE (R\$/MWh) | Desv Pad Relativo |
|----------|------|-------|-------|----------------|-------------------|
| Média    | 0,00 | 41,05 | 41,05 | 316,88         | 130%              |
| DesvPad  | -    | -     | -     | 18,07          | 3%                |

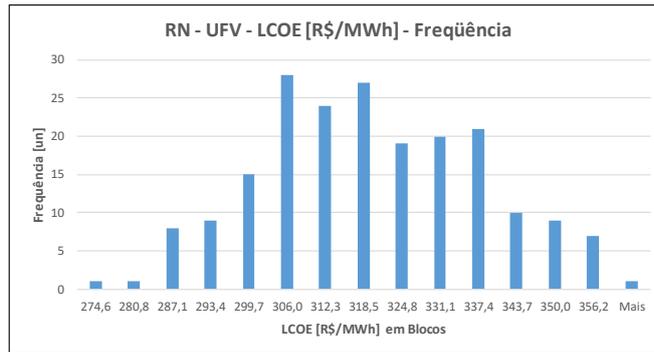
As Figura 74, Figura 75, Figura 76 e Figura 77 mostram as análises estatísticas.



**Figura 74 - Diagrama de caixas do DPRel (esq.) e do LCOE (dir.) de uma UFV equivalente nos 200 cenários do Caso 2 [Elaboração própria]**

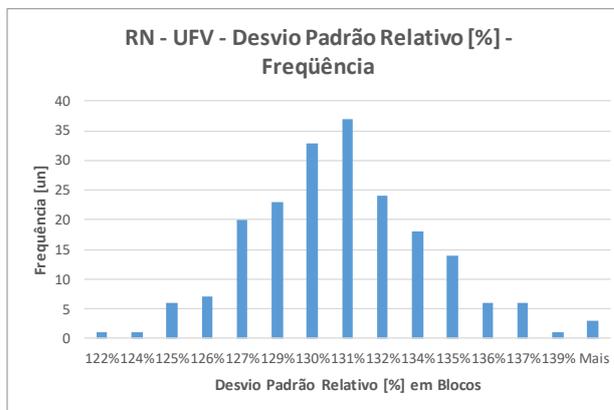
Conforme esperado de uma usina solar, o DPRel médio alto em toda a amplitude devido aos períodos noturnos sem geração, variando de 122% a 138%, desconsiderando-se os outliers, e média 130%, contra 35% da EOL e da UEF. Entretanto, o LCOE mostrou-se mais barato do que a EOL e a UEF, com média de 316,88R\$/MWh, contra 345,16R\$/MWh e 344,77R\$/MWh, respectivamente, conforme as Tabela 12, Tabela 13 e Tabela 14.

| Bloco | Frequência |
|-------|------------|
| 274,6 | 1          |
| 280,8 | 1          |
| 287,1 | 8          |
| 293,4 | 9          |
| 299,7 | 15         |
| 306,0 | 28         |
| 312,3 | 24         |
| 318,5 | 27         |
| 324,8 | 19         |
| 331,1 | 20         |
| 337,4 | 21         |
| 343,7 | 10         |
| 350,0 | 9          |
| 356,2 | 7          |
| Mais  | 1          |

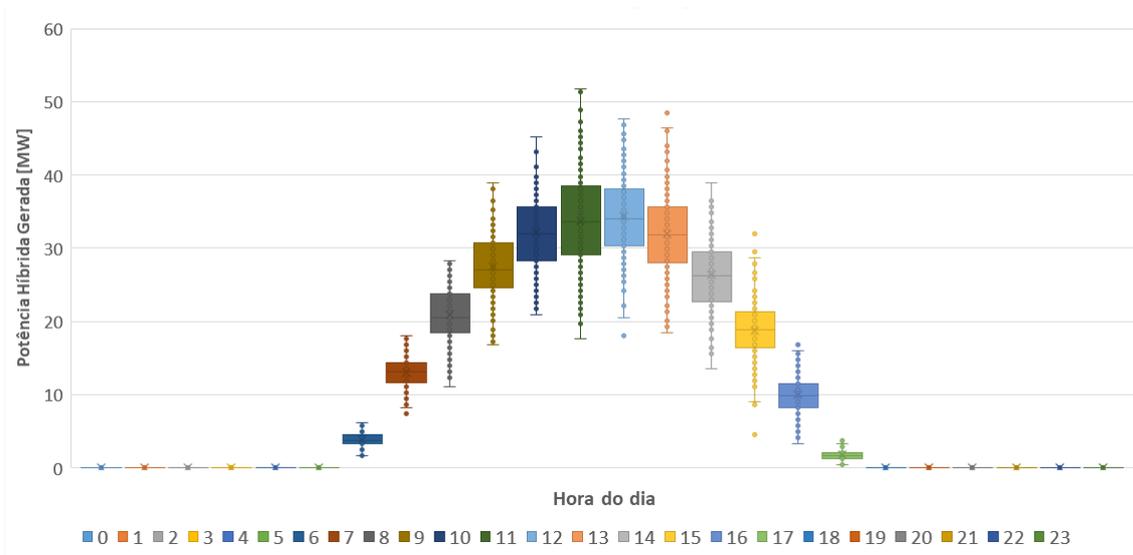


**Figura 75 - Histograma do LCOE nos 200 cenários de uma UFV equivalente nos 200 cenários do Caso 2 [Elaboração própria]**

| Bloco | Frequência |
|-------|------------|
| 122%  | 1          |
| 124%  | 1          |
| 125%  | 6          |
| 126%  | 7          |
| 127%  | 20         |
| 129%  | 23         |
| 130%  | 33         |
| 131%  | 37         |
| 132%  | 24         |
| 134%  | 18         |
| 135%  | 14         |
| 136%  | 6          |
| 137%  | 6          |
| 139%  | 1          |
| Mais  | 3          |



**Figura 76 - Histograma do DPRel nos 200 cenários de uma UFV equivalente nos 200 cenários do Caso 2 [Elaboração própria]**



**Figura 77 - Diagrama de caixas horário da potência gerada pela UFV equivalente nos 200 cenários sintéticos no Caso 2 [Elaboração própria]**

Em suma, mostrou-se que a UFV é inviável em termos de redução da DPRel, porém melhor em termos de LCOE quando comparada à UEF e à UFV.