

CADERNOS DO IME – Série Estatística

Universidade do Estado do Rio de Janeiro - UERJ
ISSN on-line 2317-4536 / ISSN impresso 1413-9022 - v.57, p.1-26, 2024
DOI: 10.12957/cadest.2024.91689

CONSTRUÇÃO DE FUNÇÕES DE TRANSFERÊNCIAS MENSAIS ENTRE VELOCIDADES DO VENTO E PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA PARA EMPREGO NO ALGORITMO DE PROGRAMAÇÃO DINÂMICA DUAL ESTOCÁSTICA

Albert C.G. Melo
Universidade do Estado do Rio de Janeiro
albert.melo@ime.uerj.br

Maria Elvira P. Maceira
Universidade do Estado do Rio de Janeiro
melvira@ime.uerj.br

Roberto Pereira Caldas
Universidade do Estado do Rio de Janeiro - UERJ
robertopcaldas@gmail.com

José Francisco M. Pessanha
Universidade do Estado do Rio de Janeiro
pessanha@ime.uerj.br

Resumo

A incerteza da produção eólica constitui um desafio para sua integração ao sistema. A sua modelagem no modelo oficial de planejamento da operação no Brasil inclui a avaliação de funções de transferência mensais (FTMs) entre velocidades mensais do vento e produção de energia eólica, e a representação dessas produções mensais no algoritmo PDDE. Dada a indisponibilidade no Brasil de uma base pública de dados horários medidos e pareados de velocidades e produções eólicas, este trabalho apresenta um procedimento desenvolvido e aprimorado para o cálculo das FTMs, usando modelos de regressão linear, através da combinação de dados de reanálises de velocidades horárias do vento (MERRA2/NASA-1980 a 2023), em conjunto com as previsões semi-horárias de velocidades do vento e produções eólicas disponibilizadas pelo sistema Sintegre do ONS (2019-2023). O procedimento é aplicado a parques eólicos equivalentes de 5 regiões representativas de regimes de ventos no Brasil e os resultados discutidos.

Palavras-chave: Geração eólica; Energia renovável; Planejamento da expansão e da operação; Regressão linear; Otimização estocástica.

1. Introdução

Em países que apresentam alta participação de energia hidrelétrica, o planejamento da expansão e, principalmente, da operação é baseado em modelos de otimização e desagregado em problemas com horizontes específicos (MACEIRA *et al.*, 2002; HELSETH & MELO, 2020, HELSETH *et al.*, 2023).

No caso do Brasil, o problema de planejamento da expansão e da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) é dividido em planejamento da expansão (longo prazo), planejamento da operação (médio e curto prazos), e programação da operação, sendo resolvido através de uma cadeia de modelos computacionais (MACEIRA *et al.*, 2002; HELSETH & MELO, 2020, MELO *et al.*, 2020). Além disso, a matriz elétrica brasileira apresenta alta participação de fontes renováveis, respondendo por mais de 80% do consumo de energia, dos quais a fonte hidrelétrica responde por cerca de 60% (MME e EPE, 2024). No caso das fontes eólica e solar, o crescimento nos últimos anos tem sido considerável: verifica-se que no período de 2014 a 2024, a capacidade instalada de geração eólica cresceu mais de 5 vezes, a geração solar fotovoltaica conectada à rede cresceu cerca de 630 vezes. Por sua vez, a capacidade conjunta eólica e solar cresceu cerca de 8 vezes e quando se adiciona a geração distribuída, o crescimento foi de 13 vezes, atingindo em 2024 o total de 78,5 GW. Ou seja, 35% da capacidade instalada no país é proveniente de Geração Renovável Variável Intermitente – GRVI (FALCÃO, MELO e MACEIRA, 2025).

Um dos modelos-chave desta cadeia para as atividades de planejamento da expansão e da operação energética do sistema interligado é o modelo NEWAVE, que desde 1998 vem sendo utilizado no setor elétrico brasileiro (MACEIRA *et al.*, 2018), (MACEIRA *et al.*, 2019).

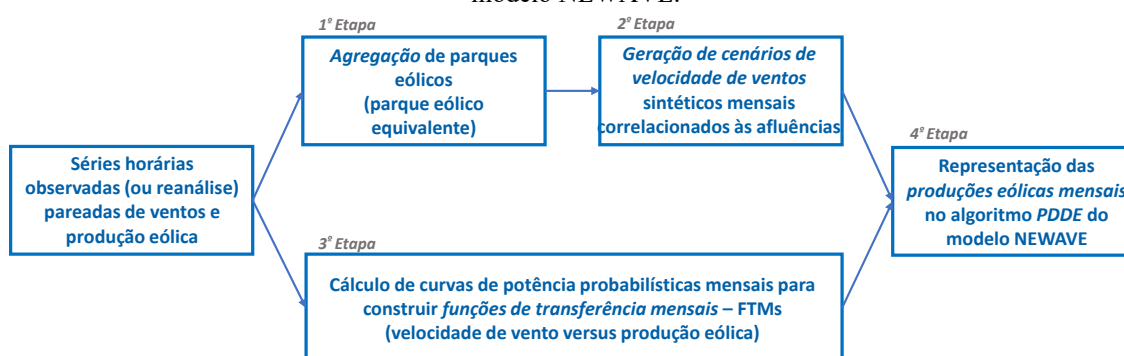
Desde a sua primeira versão, o modelo NEWAVE vem aplicando e aprimorando algoritmos de programação dinâmica dual estocástica – PDDE (PEREIRA & PINTO, 1991), (MACEIRA, 1993) para resolver o problema de planejamento da operação de longo e médio prazos. No algoritmo PDDE, as variáveis que caracterizam o estado do sistema são o armazenamento dos reservatórios e a tendência hidrológica, representada pelas afluições passadas às usinas hidrelétricas ou reservatórios equivalentes de energia (REEs). Um esquema de simulação de Monte Carlo é usado para construir iterativamente funções de custo futuro multivariadas, que representam a política de operação ótima.

Além disso, após a política de operação ter sido construída, uma simulação final da operação do sistema executada para obter índices de desempenho do sistema (MACEIRA, MELO e ZIMMERMANN, 2016).

Na implementação atual da PDDE, um modelo autorregressivo periódico - PAR (p) (SALAS *et al.*, 1980), (MACEIRA & BEZERRA, 1997), (PENNA *et al.*, 2011) - é utilizado para gerar cenários de energias/vazões afluentes, que são usados nos passos *forward* e *backward* do algoritmo PDDE e na simulação da operação do sistema com a política de operação calculada. Neste modelo de séries temporais, as últimas p energias/vazões afluentes compõem a equação de regressão, juntamente com um ruído aleatório.

Para representar a incerteza das fontes intermitentes, foi proposta em (MACEIRA *et al.*, 2020, 2023) e implementada no modelo NEWAVE uma metodologia para a representação das incertezas associadas às fontes eólicas, com o objetivo de manter o problema estocástico e de grande porte tratável computacionalmente. A abordagem proposta é composta por quatro etapas principais, conforme descrito na Figura 1: (i) agrupamento estatístico dos regimes de ventos; (ii) avaliação de funções de transferência mensais (FTMs) entre ventos e produção eólica, a partir de curvas de potência probabilísticas mensais; (iii) geração de séries sintéticas de velocidades do vento correlacionadas às afluições aos reservatórios das hidrelétricas; e (iv) representação das produções eólicas mensais no algoritmo PDDE do modelo NEWAVE. O presente trabalho está inserido na etapa (ii).

Figura 1 – Diagrama esquemático da modelagem das incertezas da fonte eólica no algoritmo PDDE do modelo NEWAVE.



Fonte: Autores

Nos passos (ii) e (iv) da metodologia proposta em (MACEIRA *et al.*, 2020, 2023), faz-se necessário a obtenção de funções matemáticas que relacionam as médias mensais

das velocidades do vento com as médias mensais de produção de energia em cada aproveitamento eólico; portanto, uma representação compatível com o processo de conversão da energia eólica em energia elétrica. Tais funções, denominadas Funções de Transferência Mensais (FTMs), podem ser obtidas, por exemplo, por meio de modelos de regressão linear - simples ou por partes - ajustados às curvas de potência probabilísticas mensais de cada aproveitamento eólico (MACEIRA et al. 2020, 2023).

Idealmente, para o ajuste das FTMs, seria relevante que se tivesse acesso às séries horárias consistidas e pareadas de velocidades de ventos e produções eólicas, para todos os parques existentes, ou pelo menos para aqueles vencedores nos leilões públicos de compra de energia elétrica. Uma alternativa encontrada para contornar esta dificuldade na obtenção de dados verificados e pareados, foi a elaboração de um procedimento combinando dados de reanálises das velocidades do vento, e.g., do MERRA 2 (NASA) e do ERA5 (ECMWF), em conjunto com as previsões de velocidades do vento e de produções eólicas disponibilizadas pelo sistema Sintegre do ONS para a ano de 2019 e para 47 subestações (MACEIRA et al. 2020), (ALMEIDA *et al.*, 2021).

Transcorrido o tempo, ainda não há disponibilidade de uma base pública de dados verificados (medidos) com as séries horárias consistidas e pareadas de velocidades dos ventos e produções eólicas. Por outro lado, o sistema Sintegre continuou a disponibilizar diariamente as previsões das velocidades do vento e das previsões de produção eólica associadas, contemplando, agora, um conjunto de 5 anos desses dados de previsões semi-horárias, para 74 subestações agregadoras, juntamente com as funções usadas para converter as previsões de velocidade em previsões de produção eólica (uma função ajustada para cada semi-hora do dia).

A questão que surge é como tomar partido deste grande conjunto de dados com granularidade semi-horária disponibilizados pelo sistema Sintegre, em conjunto com 44 anos de dados horários de reanálises das velocidades do vento, e.g., do MERRA 2, para aprimorar a acurácia do cálculo das Funções de Transferência Mensais (FTMs) – informação essencial para viabilizar a incorporação das incertezas dos dados eólicos no algoritmo de PDDE. Este é objetivo deste trabalho, onde são também apresentados e discutidos os resultados obtidos para parques eólicos equivalentes de 5 regiões representativas de regimes de ventos no Brasil (3 no Nordeste e 2 no Sul).

2. Procedimento para a Obtenção das Funções de Transferência Mensais (FTMs) entre Ventos e Produção Eólica

Inicialmente, dada a quantidade de parques eólicos atualmente instalados no Brasil (mais de 1000) e as perspectivas de aumento neste número, e à semelhança do que já ocorre com a representação das usinas hidroelétricas, os parques eólicos poderão ser representados de forma individual ou por meio de parques eólicos equivalentes (PEEs), a partir da agregação de regimes de ventos ou, por exemplo, a partir do conjunto de subestações (SEs) que atuam como agregadoras de parques eólicos no sistema Sintegre do ONS (MACEIRA *et al.*, 2020, 2023). Sem perda de generalidade, e com o intuito de simplificar a notação, daqui por diante será utilizado o termo PEE.

Na metodologia proposta, após a geração de séries sintéticas de ventos mensais (Etapa 3), é preciso obter a correspondente produção eólica de cada parque eólico para ser considerada no problema de despacho mensal da operação do algoritmo PDDE do modelo NEWAVE (Etapa 4). Para isso há a necessidade de ajustar funções de transferência (FTMs) capazes de descrever o relacionamento entre as médias mensais de velocidade do vento e da produção eólica mensal.

Conforme mencionado anteriormente, a estimação dos modelos de regressão linear - simples ou por partes - requer dados pareados de velocidades do vento e de produção de energia eólica, um requisito difícil de ser alcançado devido a indisponibilidade de uma base pública de dados verificados (medidos). Assim, recorreu-se aos valores previstos de velocidades do vento e da respectiva previsão de produção eólica em base semi-horária para um conjunto, atualmente, de 74 subestações agregadoras (ou PEEs), disponibilizados desde meados 2018 pelo Sintegre ONS, totalizando, agora, 5 anos de dados completos (2019 a 2023). Vale destacar que além das previsões, este sistema disponibiliza 48 curvas de potência, uma para cada intervalo semi-horário, usadas na conversão das previsões de velocidades do vento em produção eólica. Os parâmetros das curva de potência utilizadas na conversão das velocidades do vento V_{en} em potência Ger^{total} estão listados em (1) e descritos em (ONS 2018), e incluem as constantes α , β , B , T , b , S , V_{mid} , além de $\overline{V_{en}}$ (velocidade média do vento), V_{desv} (desvio padrão da velocidade do vento), $Ger_{máx}$ (produção de energia eólica máxima) e $Ger_{mín}$ (produção de energia eólica mínima), que são disponibilizados pelo ONS em intervalos semi-horários (ONS, 2018).

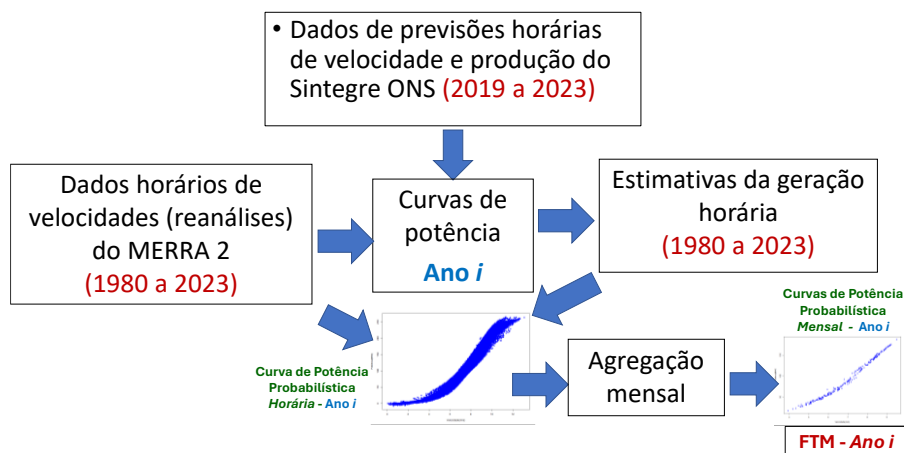
$$Ger^{total} = \alpha \cdot \left(\left(B + \frac{T-B}{\left(1+10^{b(V_{mid}-\frac{V_{en}-V_{en}}{V_{desv}})} \right)^s} \right) \cdot (Ger_{m\acute{a}x} - Ger_{m\acute{i}n}) + Ger_{m\acute{i}n} \right) + \beta \quad (1)$$

Para ampliar o conjunto de dados, passou-se a considerar dados de reanálises, por exemplo, os dados oriundos do MERRA-2 (global), disponíveis de 1980 a 2023 (44 anos), para qualquer local do planeta com resolução espacial de cerca de 25 km e resolução temporal horária (STAFFELL e PFENNINGER 2016). Por sua vez, as coordenadas geográficas dos parques eólicos do SIN são disponibilizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e foram utilizadas na obtenção dos dados provenientes do MERRA-2.

O procedimento desenvolvido, ilustrado na Figura 2, consiste na aplicação das funções disponibilizadas no Sintegre para cada hora cheia, cobrindo, inicialmente, um determinado ano para às séries temporais de reanálise de velocidades do vento horárias, obtidas do MERRA 2, abrangendo o período de 1980 a 2023 (44 anos). Com isto são obtidas séries temporais de estimativas de produção de energia eólica horárias para o mesmo período, assim como diagramas de dispersão horários, aqui denominados de curvas de potência probabilísticas horárias. Em seguida, as estimativas de produção de eólica horárias são agrupadas por mês para a obtenção de séries temporais das médias mensais da velocidade do vento e de produção eólica, permitindo a construção de diagramas de dispersão mensais, denominados de curvas de potência probabilísticas mensais. Por último, modelos de regressão linear - simples ou por partes – são ajustados às curvas de potência probabilísticas mensais de cada PEE, dando origem às Funções de Transferência Mensais (FTMs).

Como atualmente existem 5 anos (2019 – 2023) de curvas de curvas de potência semi-horárias no Sintegre, o procedimento anterior é repetido para cada um dos 5 anos, resultando na obtenção, para cada SE/PEE, de 5 curvas de potência probabilísticas mensais e de equações de FTMs associadas. Surge, então, a indagação de como utilizar estes conjuntos de FTMs de cada SE/PEE.

Figura 2 – Procedimento para a obtenção de curvas de potência probabilísticas mensais utilizando dados do Sintegre ONS e do MERRA 2/NASA.



Fonte: Autores

Considerando que é relevante que se capture as intercorrências associadas à operação real de cada parque eólico, incluindo saídas de máquinas – forçadas ou por manutenção preventiva - perdas de rendimento, restrições de conexão/transmissão, restrições elétricas na rede etc., uma possibilidade é realizar, para cada SE/PEE, a combinação das 5 curvas de potência probabilísticas mensais em uma única curva (diagrama de dispersão) e, a partir desta, ajustar um único modelo de regressão linear - simples ou por partes – obtendo uma única FTM para o parque eólico, considerando todos os anos de dados disponíveis, associados do Sintegre.

Ressalta-se, de antemão, que se deve-se tomar cuidado nas situações em que, ao longo dos anos, há aumento das capacidades instaladas dos parques eólicos considerados ou quando a SE agregadora experimenta adições de novos parques eólicos ou da capacidade dos parques existentes. Nessas situações, uma alternativa é realizar uma padronização dos dados das curvas de potência probabilísticas mensais, tomando como valor-base, por exemplo, as capacidades das SEs/PEEs ou os seus valores médios de produção de energia eólica em cada ano de dados considerados do Sintegre.

3. Aplicação do Procedimento Desenvolvido para a Obtenção das FTMs

O procedimento desenvolvido foi implementado no software R (R CORE TEAM, 2019).

Trabalhos anteriores (PESSANHA *et al.*, 2019), (PESSANHA, ALMEIDA e MELO, 2020), mostraram que os regimes de ventos em parques eólicos brasileiros podem ser estatisticamente agregados em 5 regiões. Assim, nesta seção são apresentados alguns

resultados obtidos com a aplicação do procedimento desenvolvido a parques eólicos equivalentes (subestações agregadoras) de 5 regiões representativas de regimes de ventos no Brasil (3 na região Nordeste – NE-PE, NE-L e NE-I, e 2 na região Sul – Sul-L and Sul-I).

As Figuras 3 a 7 apresentam para os PEEs NE-PE, NE-L e NE-I, Sul-L e Sul-I, e para um dos anos das curvas de potência do Sintegre (2019 a 2023), os diagramas de dispersão das curvas de potência probabilísticas *horárias* e *mensais*. Para as curvas de potência probabilísticas *mensais*, as Tabelas 1 e 2 apresentam as equações dos modelos de regressão linear simples obtidos, juntamente com os respectivos coeficientes de determinação - R^2 (GREENE, 2018).

Pode-se observar que no caso dos PEEs da região Nordeste e para cada um dos anos das curvas de potência do Sintegre, praticamente todos os coeficientes de determinação ficaram iguais a 99%, implicando excelentes ajustes do modelo de regressão linear, i.e, o modelo explica a maior parte da variação nos dados resultando, em consequência, em excelentes estimativas para as FTMs em cada ano. O menor R^2 foi igual a 94%, quando se consideram as curvas para o ano de 2021 do REE NE_L, o que também representa um ajuste muito bom.

Já para os REEs da região Sul, houve um caso em que o R^2 foi 93%, sendo que nos demais casos, obtiveram-se valores dos coeficiente de determinação maiores ou iguais a 95%, o que também significa excelentes estimativas para as FTMs condicionadas a cada ano de curvas de potência do Sintegre.

Ou seja, para os REEs analisados, o ajuste da FTM por meio de uma única regressão linear para cada REE mostrou-se ser adequada. Chama-se a atenção que esses resultados estão coerentes com os obtidos em (MACEIRA et al. 2020), e (ALMEIDA et al., 2021), quando foram utilizados dados do Sintegre somente para o ano de 2019.

Não obstante, conforme ressaltado anteriormente e em (MACEIRA et al. 2020), dependendo da forma da curva de potência probabilística mensal, o ajuste da FTM por uma única regressão linear pode não ser adequada. Neste caso, recomenda-se investigar outras maneiras de ajuste, como por exemplo, modelos de regressão linear por partes. Também em (MACEIRA et al. 2020) foi analisado, adicionalmente, ajuste da FTM para o PEE NE-L utilizando o modelo de regressão linear por partes, com o intuito de melhor modelar regiões distintas da curva de potência probabilística mensal. Foram consideradas

duas possibilidades de ajustes, utilizando dois pontos de quebra (*break points*) distintos. não tendo sido observado ganhos em relação a utilizar uma única regressão linear.

No entanto, como diferentes regiões da curva de potência probabilística mensal podem apresentar características estatísticas próprias, é recomendável que se analise a pertinência de se adotar um único modelo de ajuste para toda a curva ou modelos distintos para cada região da curva de potência probabilística mensal.

Dada a qualidade dos ajustes do modelo de regressão linear, para cada REE, não foram observadas variações significativas entre os coeficientes das retas de regressão linear para cada ano das curvas de potência do Sintegre.

Tabela 1 – Parâmetros das Equações das FTMs e Coeficiente de Determinação - PEEs NE-PE , NE-L e NE-I.

NE_PE	ano Sintegre	coeficiente linear	coeficiente angular	R2
	2019	-304,34	78,74	0,99
	2020	-270,02	72,92	0,99
	2021	-300,18	76,91	0,99
	2022	-265,54	70,83	0,99
	2023	-285,72	73,59	0,99
	agrupado	-285,16	74,60	0,97
NE_L	ano Sintegre	coeficiente linear	coeficiente angular	R2
	2019	-189,07	49,29	0,99
	2020	-230,37	55,65	0,99
	2021	-419,49	88,52	0,94
	2022	-379,01	92,42	0,99
	2023	-385,10	94,77	0,99
(emp.u.)	agrupado	-0,98	0,24	0,89
NE_I	ano Sintegre	coeficiente linear	coeficiente angular	R2
	2019	-78,53	24,22	0,99
	2020	-84,88	25,57	0,98
	2021	-79,82	24,49	0,99
	2022	-78,11	24,17	0,99
	2023	-76,29	23,71	0,99
	agrupado	-79,53	24,43	0,98

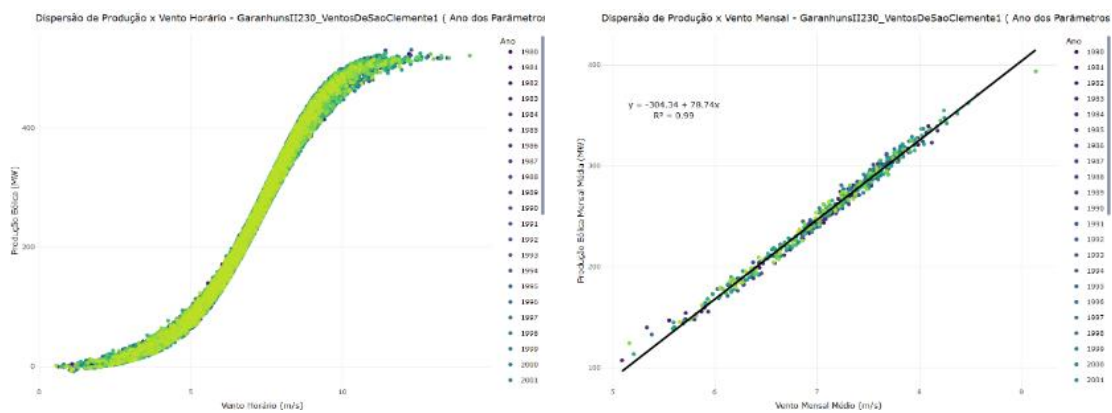
Fonte: Autores

Tabela 2 – Parâmetros das Equações das FTMs e Coeficiente de Determinação - PEEs Sul-L e Sul-I.

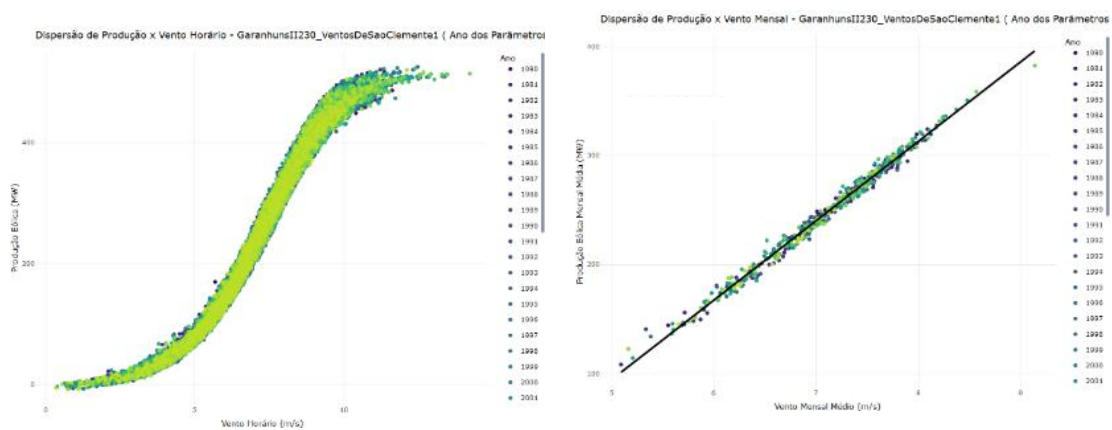
Sul_L	ano Sintegre	coeficiente linear	coeficiente angular	R2
	2019	-36,12	10,93	0,95
	2020	-35,46	10,88	0,95
	2021	-32,44	10,46	0,96
	2022	-35,17	10,85	0,95
	2023	-27,52	9,47	0,95
	agrupado	-33,34	10,52	0,93
Sul_I	ano Sintegre	coeficiente linear	coeficiente angular	R2
	2019	-57,75	16,47	0,96
	2020	-69,20	18,62	0,95
	2021	-65,95	18,04	0,95
	2022	-55,02	15,98	0,96
	2023	-57,04	16,01	0,97
	agrupado	-56,03	16,00	0,95

Fonte: Autores

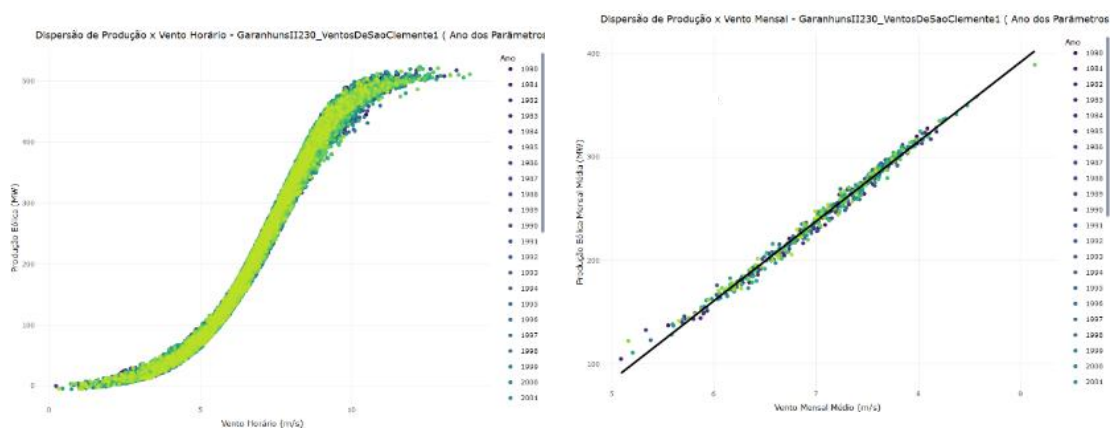
Figura 3 – PEE NE_PE: curvas de potência probabilísticas *horárias* e *mensais* para cada anodo Sintegre.



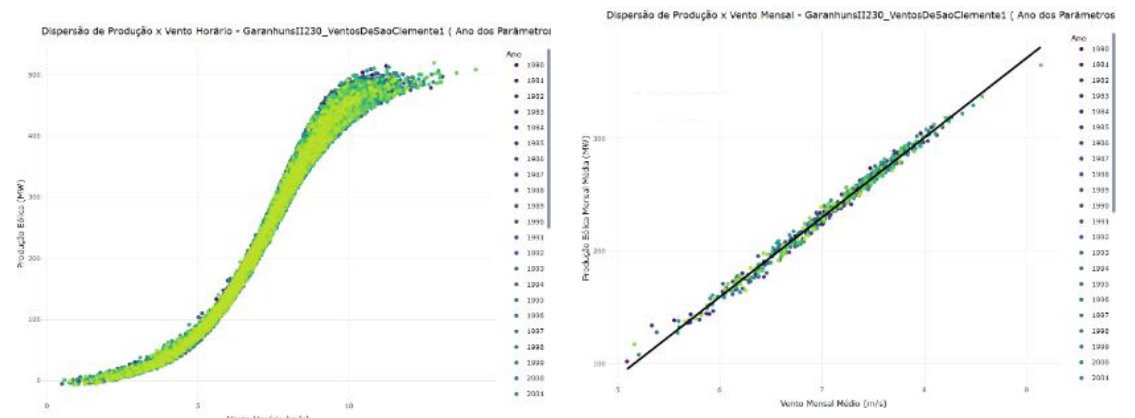
2019



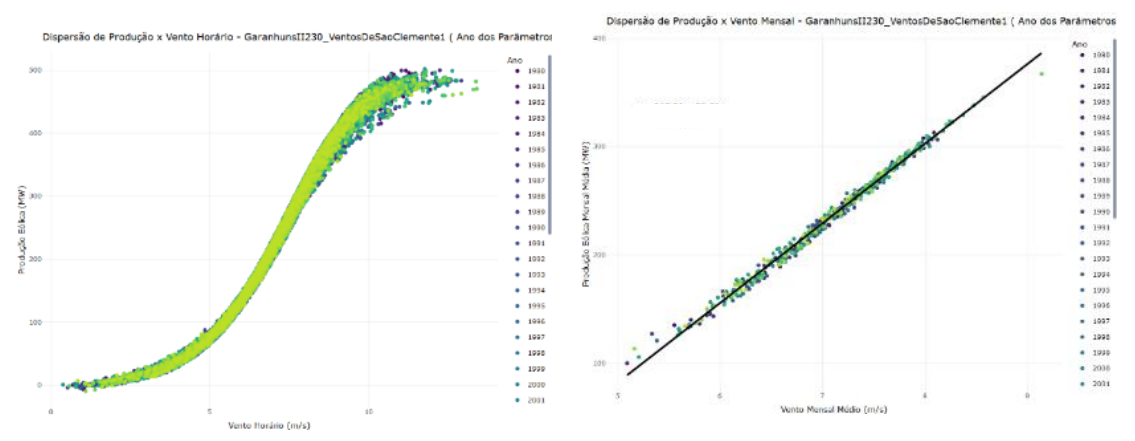
2020



2021



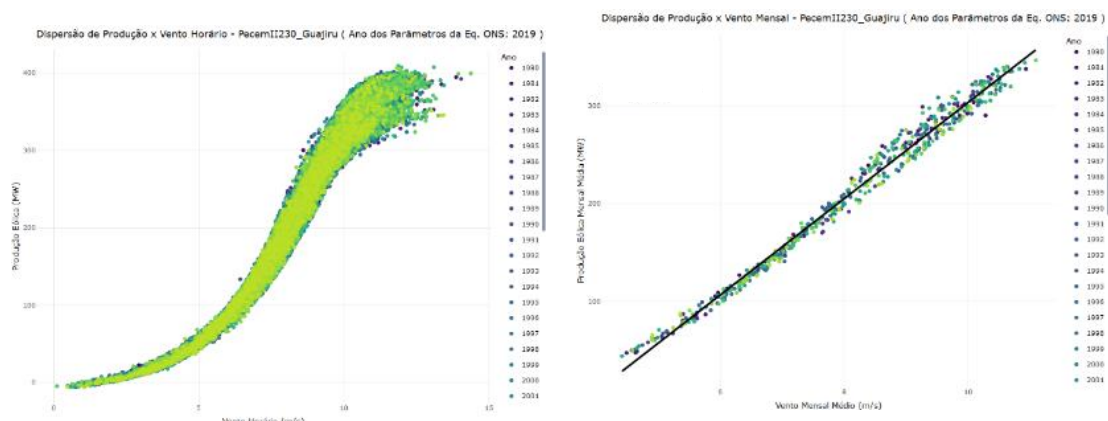
2022



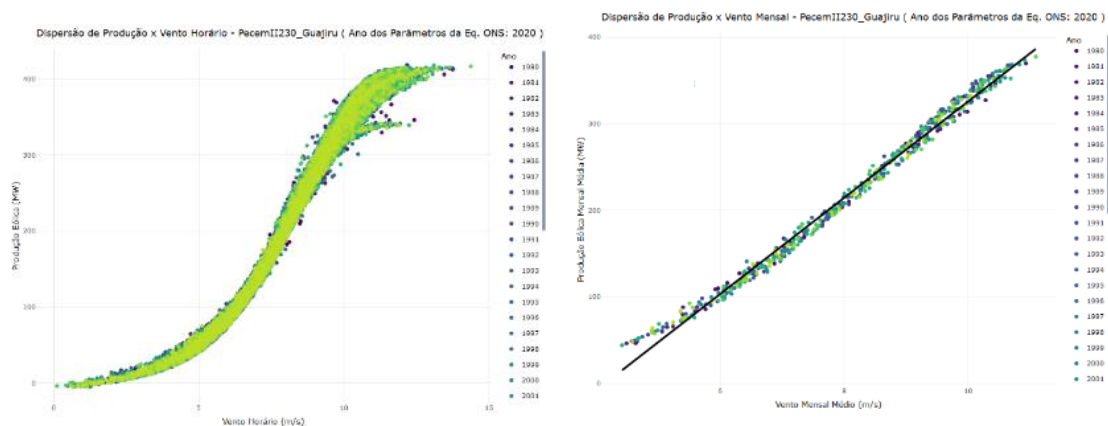
2023

Fonte: Autores

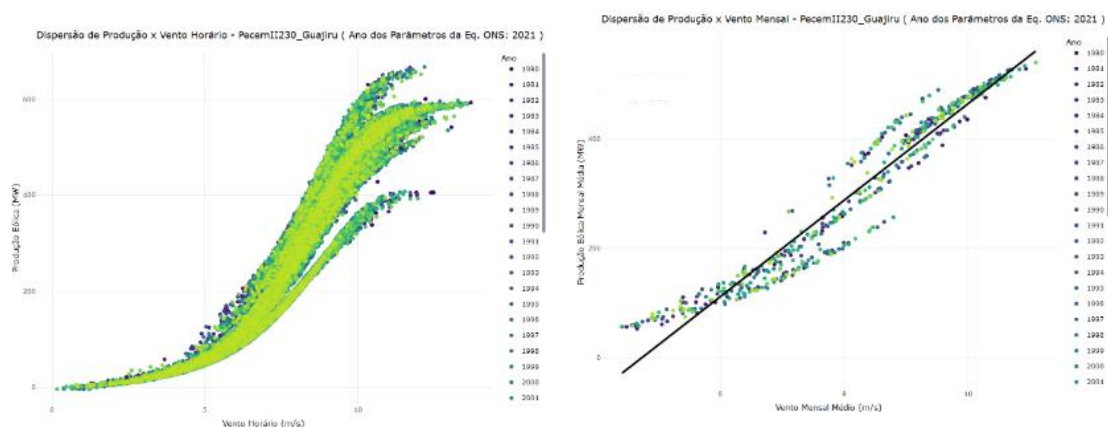
Figura 4 – PEE NE_L: curvas de potência probabilísticas *horárias* e *mensais* para cada ano do Sintegre.



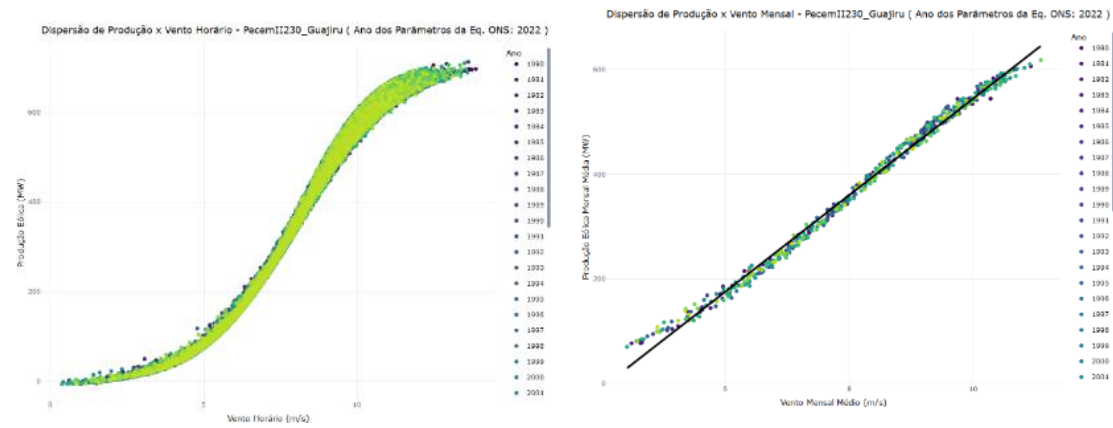
2019



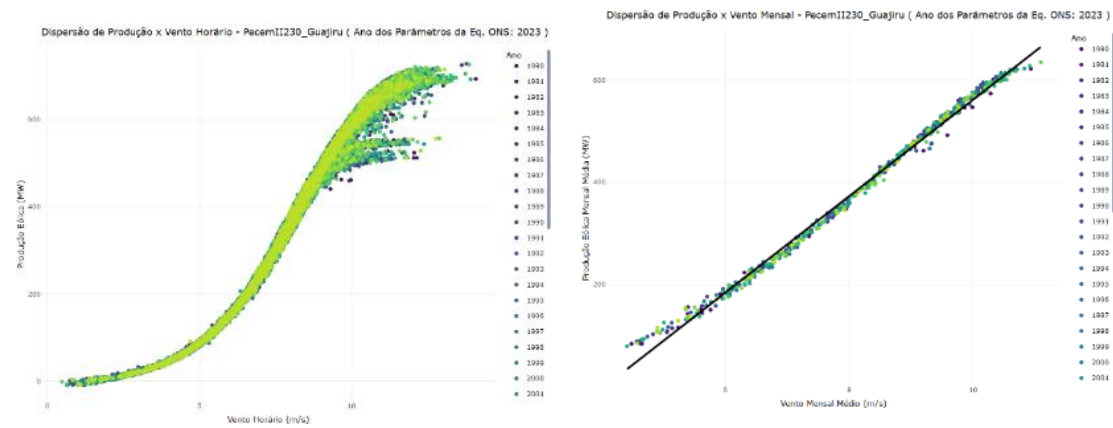
2020



2021



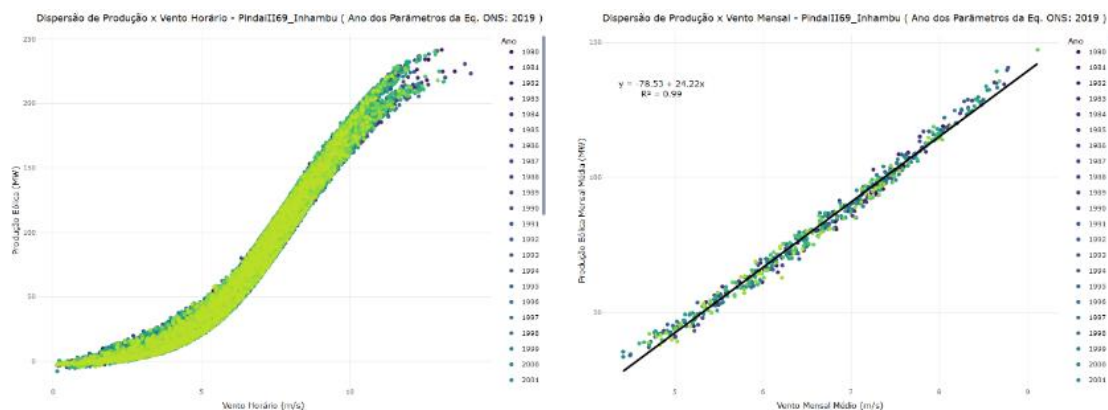
2022



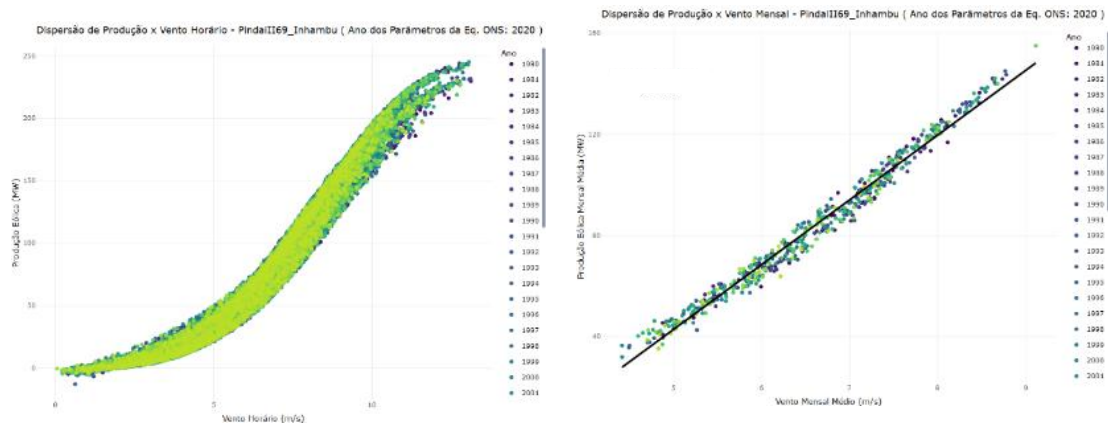
2023

Fonte: Autores

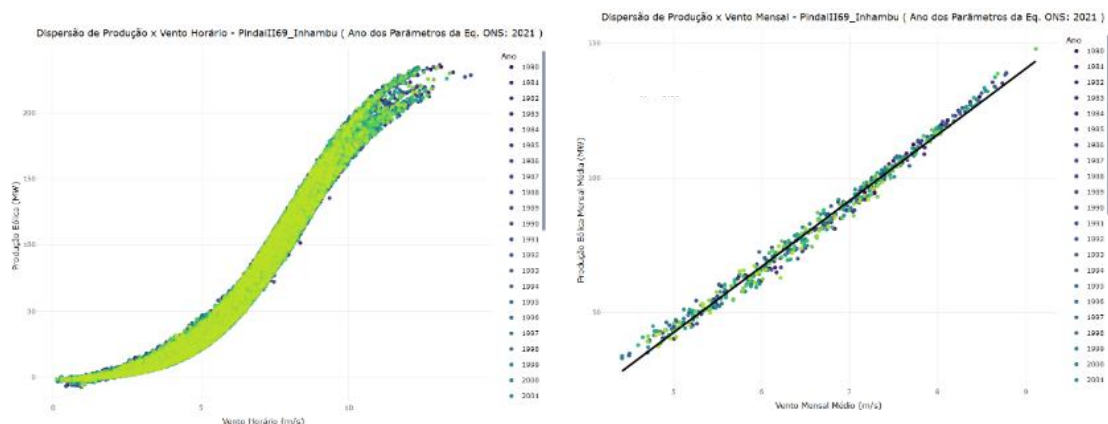
Figura 5 – PEE NE_I: curvas de potência probabilísticas *horárias* e *mensais* para cada ano do Sintegre.



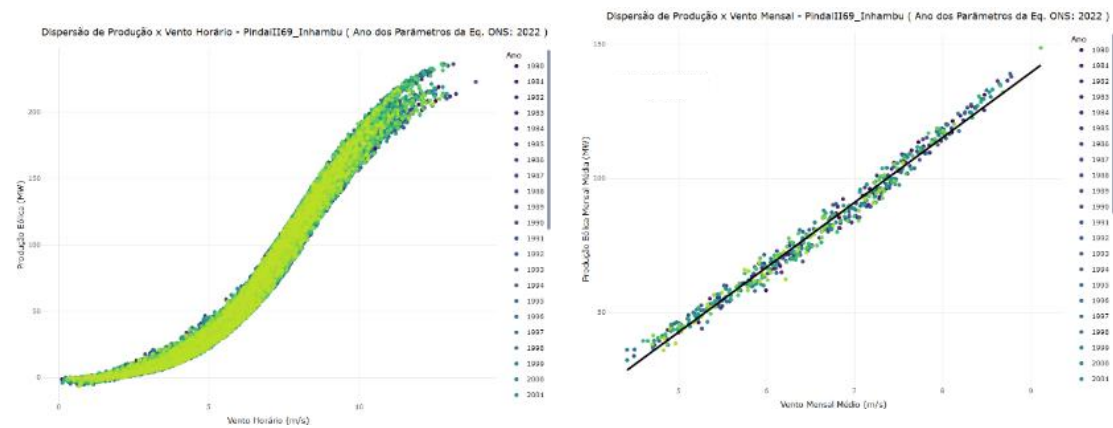
2019



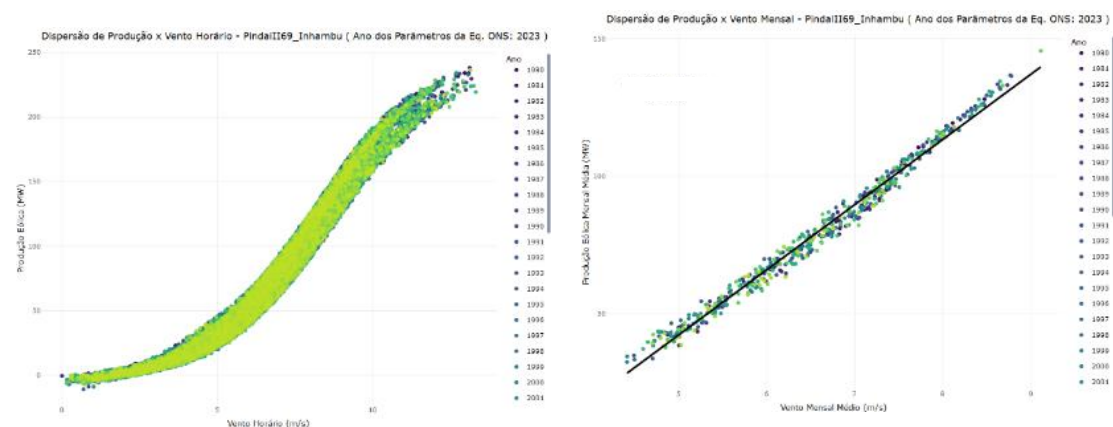
2020



2021



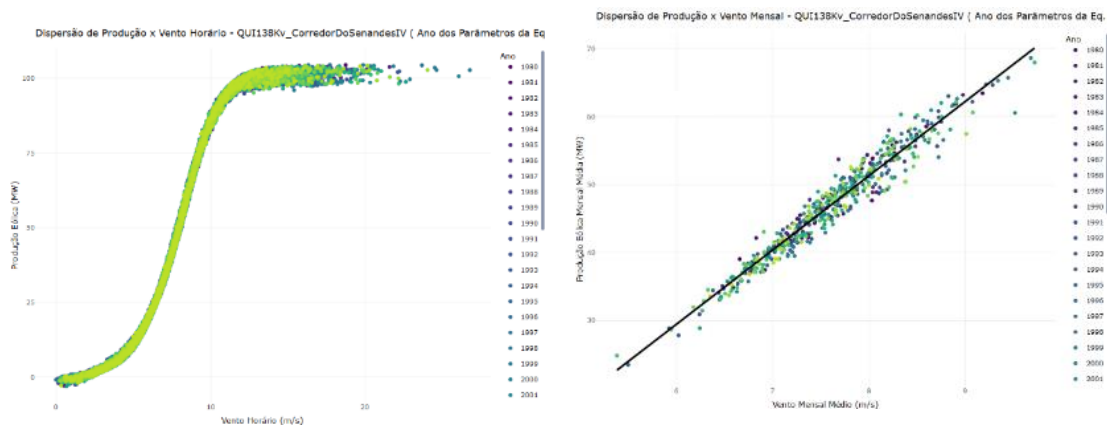
2022



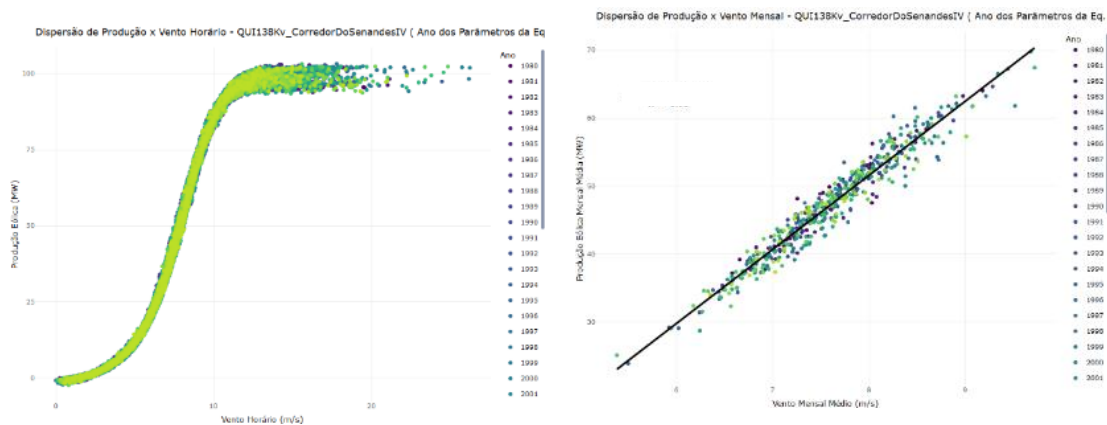
2023

Fonte: Autores

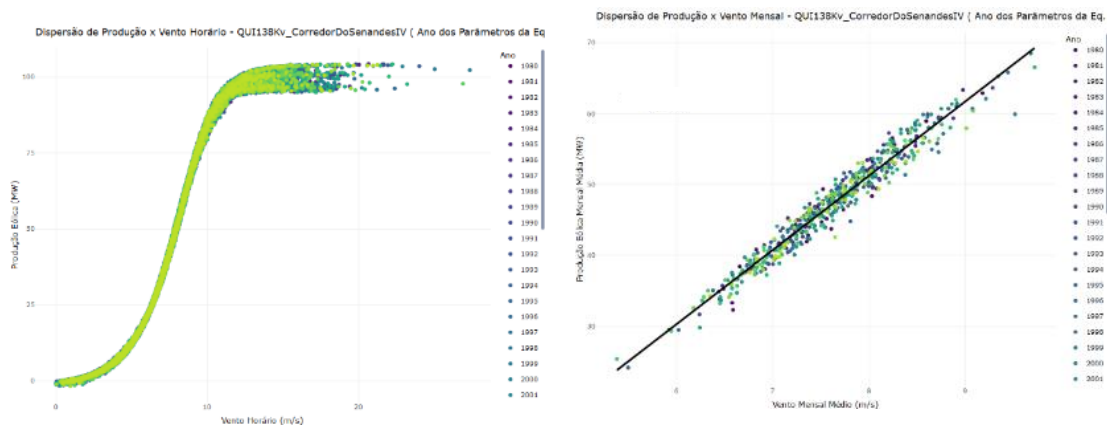
Figura 6 – PEE Sul_L: curvas de potência probabilísticas *horárias* e *mensais* para cada ano do Sintegre.



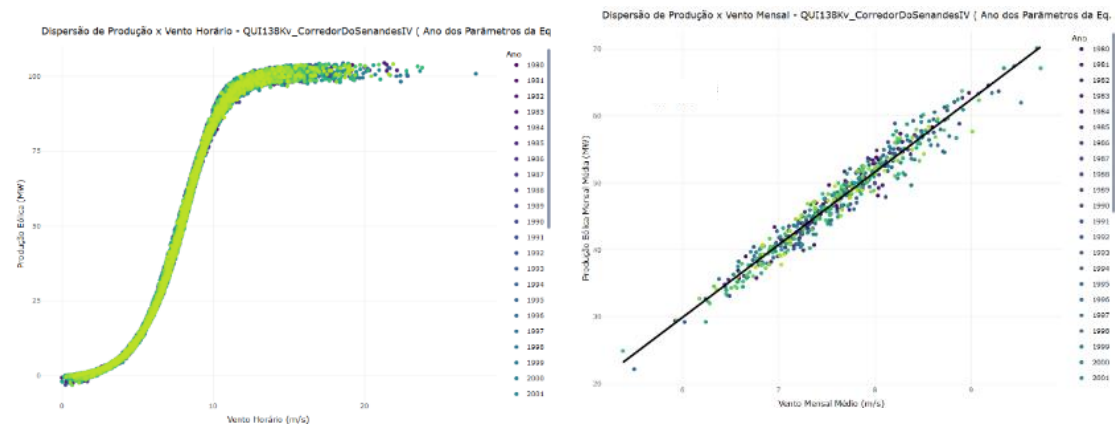
2019



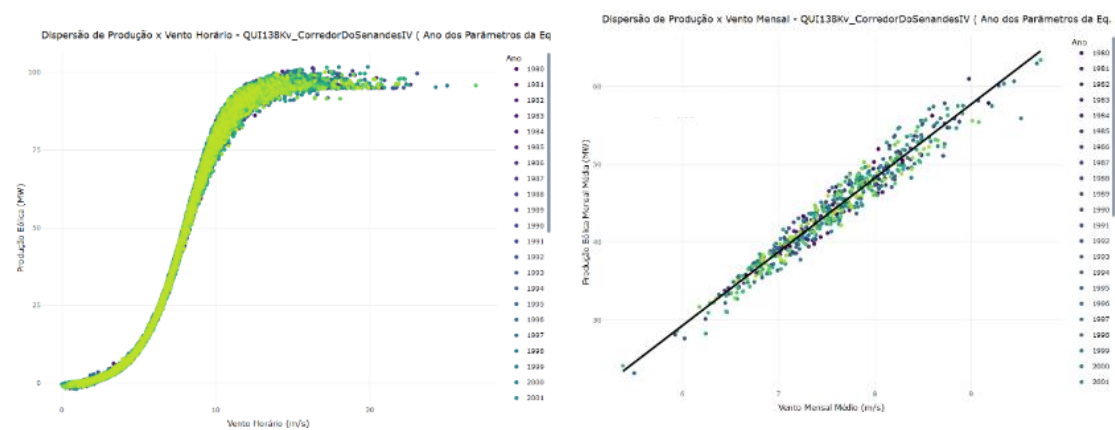
2020



2021



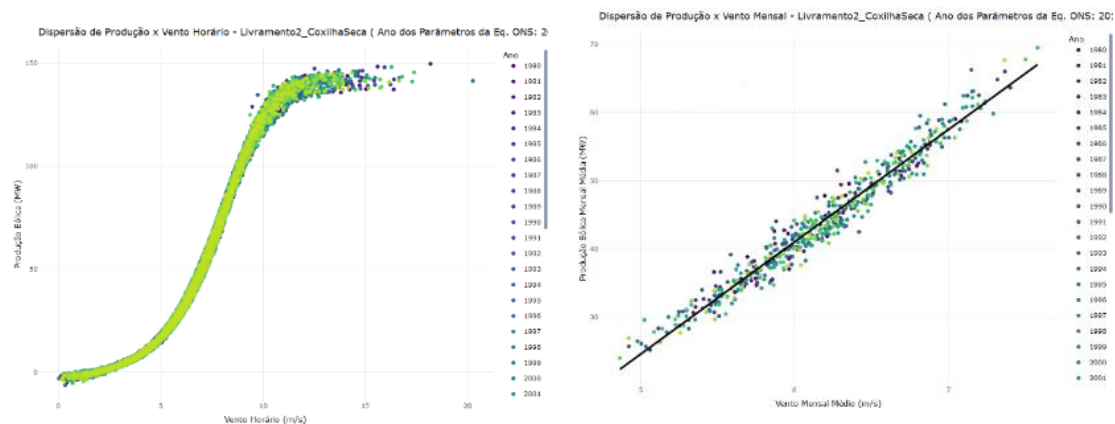
2022



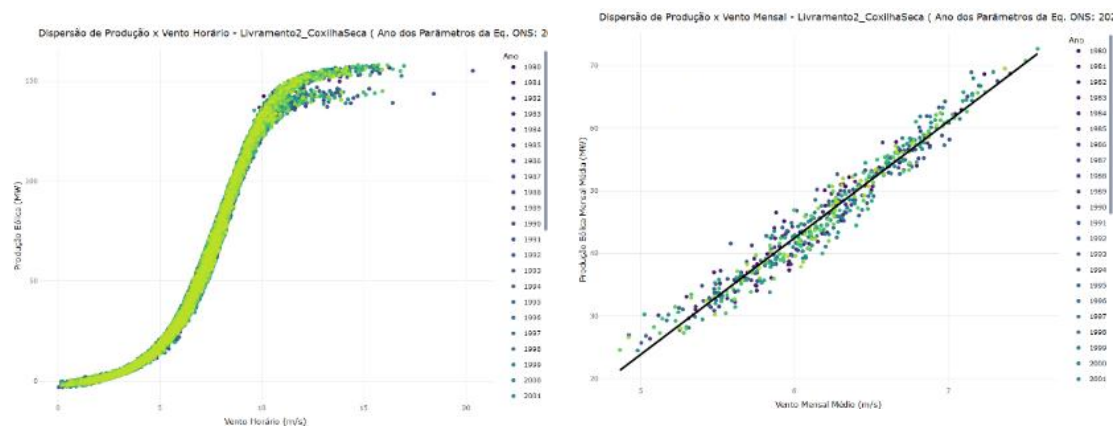
2023

Fonte: Autores

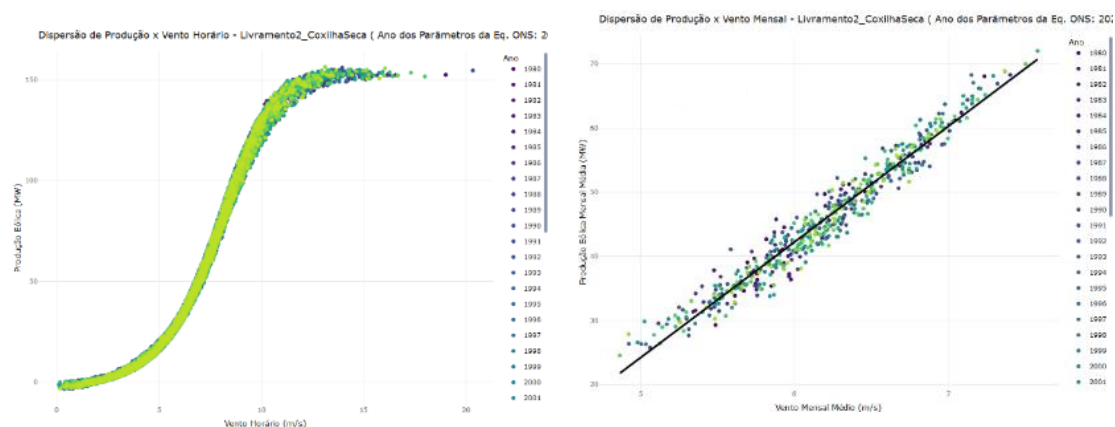
Figura 7 – PEE Sul_I: curvas de potência probabilísticas *horárias* e *mensais* para cada ano do Sintegre.



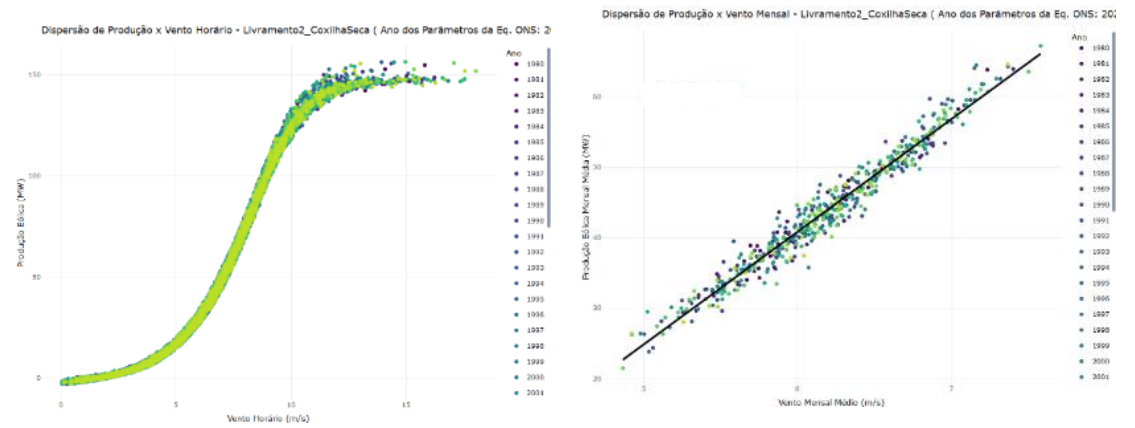
2019



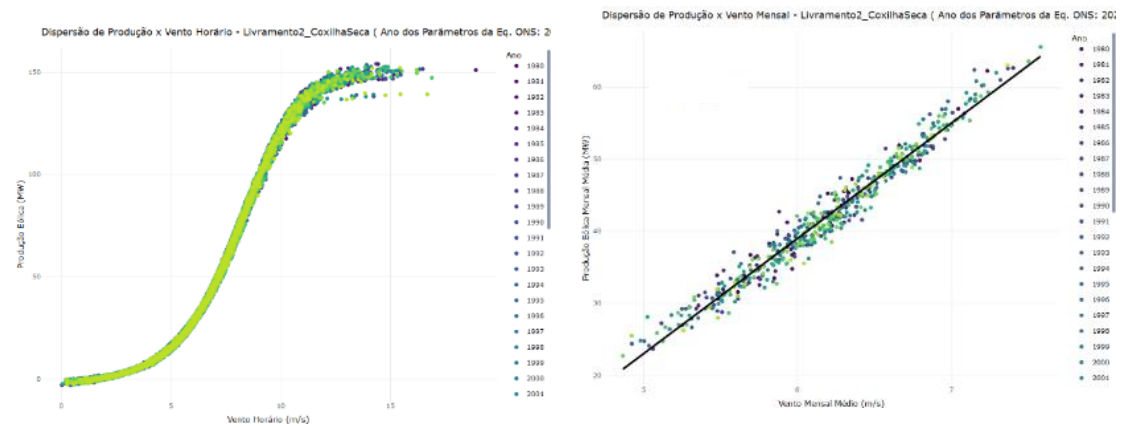
2020



2021



2022



2023

Fonte: Autores

Por sua vez, a Figura 8 apresenta para os PEEs NE-PE, NE-L e NE-I, Sul-L e Sul-I, os diagramas de dispersão das curvas de potência probabilísticas *mensais*, agora considerando a combinação das 5 curvas de potência probabilísticas mensais em uma única curva e, a partir desta, o ajuste de um único modelo de regressão linear simples, i.e, obtendo uma única FTM para cada PEE, considerando todos os anos de dados das curvas de potência (2019 a 2023) do Sintegre.

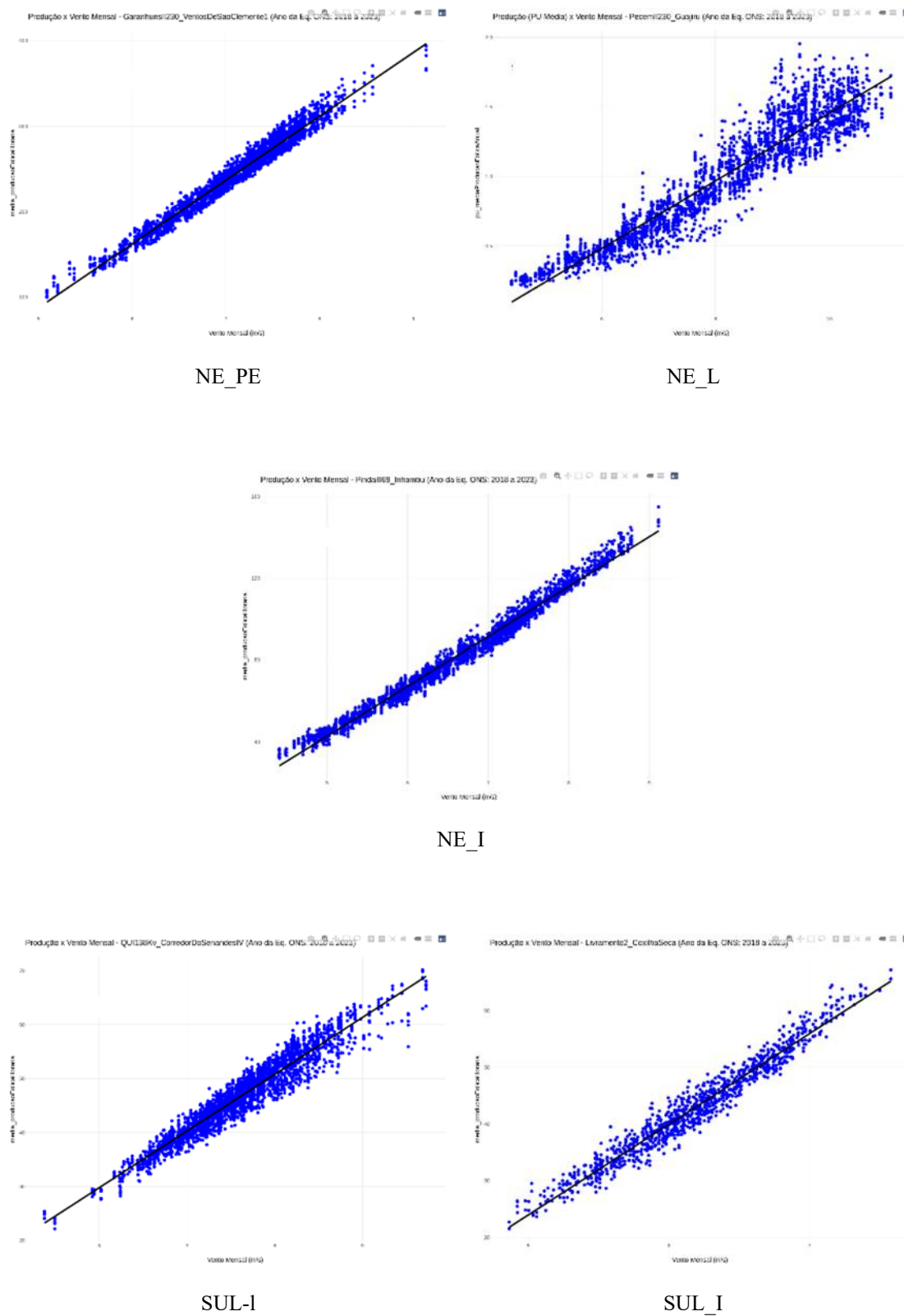
Neste caso, os coeficientes de determinação obtidos foram iguais 97%, 89%, 98%, 93% e 95%, para os PEEs NE-PE, NE-L, NE-I, Sul-L e Sul-I, respectivamente. Esses coeficientes de determinação são ligeiramente inferiores aos respectivos valores condicionais; não obstante, eles representam estimativas muito boas para as FTMs dos REEs considerados.

O único R^2 inferior a 90 % (i.e., igual a 89%, o que ainda representa um bom ajuste) ocorreu para o REE NE_L. Entretanto deve-se observar que a SE agregadora associada a este REE experimentou, no período de 2019 a 2023, uma ampliação de capacidade dos parques eólicos a ela conectados. Por esta razão, e conforme discutido na Seção 2, foi realizada uma padronização dos dados das curvas de potência probabilísticas mensais, tomando como valor-base os respectivos valores médios de produção de energia eólica em cada ano de dados considerados do Sintegre.

Esses resultados evidenciam, para os REEs analisados, que é possível capturar as intercorrências associadas à operação real de cada parque eólico, por meio da combinação das 5 curvas de potência probabilísticas mensais em uma única curva e, partir desta, ajustar um único modelo de regressão linear obtendo uma única FTM para o parque eólico, considerando todos os anos de dados associados do Sintegre, sem deteriorar a qualidade do ajuste final das FTMs.

Recomenda-se que as FTMs sejam atualizadas a cada ano, à medida que mais dados sejam disponibilizados e incorporados às análises, como por exemplo, as curvas de potência semi-horária do Sintegre. Também, que sejam verificados, para cada PEE, a validade da adoção de uma única FTM para todos os dados considerados, assim como a necessidade de utilizar regressões lineares por parte para o ajuste das FTMs às curvas de potência probabilísticas mensais.

Figura 8 – Curvas de potência probabilísticas *mensais* considerando todos os 5 anos do Sintegre para os PEEs NE_PE, NE_L, NE_I, Sul_L e Sul_I.



Fonte: Autores

4. Conclusões

A modelagem da incerteza das velocidades e produção de energia eólica no modelo oficial de planejamento da operação no Brasil inclui a avaliação de funções de transferência mensais (FTMs) entre velocidades mensais do vento e produção de energia eólica, e a representação dessas produções mensais no algoritmo PDDE. Dada a indisponibilidade no Brasil de uma base pública de dados horários medidos e pareados de velocidades e produções eólicas, este trabalho apresentou um procedimento desenvolvido e aprimorado para o cálculo das FTMs, usando modelos de regressão linear, através da combinação de dados de reanálises de velocidades horárias do vento (MERRA2/NASA-1980 a 2023), em conjunto com as previsões semi-horárias de velocidades do vento e produções eólicas disponibilizadas pelo sistema Sintegre do ONS (2019-2023).

O procedimento desenvolvido foi aplicado a parques eólicos equivalentes (Subestações agregadoras) de 5 regiões representativas de regimes de ventos no Brasil (3 na região Nordeste – NE-PE, NE-L e NE-I, e 2 na região Sul – Sul-L and Sul-I).

Os resultados apontaram para excelentes ajustes do modelo de regressão linear, i.e, excelentes estimativas para as FTMs em cada ano (2019 a 2023) das curvas de potência do Sintegre. Já quando se considera a combinação das 5 curvas de potência probabilísticas mensais em uma única curva e, a partir desta, o ajuste de um único modelo de regressão linear simples (, i.e, obtendo uma única FTM para cada PEE), embora os coeficientes de determinação foram ligeiramente inferiores aos respectivos valores condicionais, eles representam estimativas muito boas para as FTMs dos REEs considerados. Esses resultados evidenciam, para os REEs analisados, que é possível capturar as intercorrências associadas à operação real de cada parque eólico com o procedimento desenvolvido.

Finalmente, recomenda-se que as FTMs sejam atualizadas a cada ano, à medida que mais dados sejam disponibilizados e incorporados às análises, como por exemplo, as curvas de potência semi-horária do Sintegre. Também, que sejam verificados, para cada PEE, a validade da adoção de uma única FTM para todos os dados considerados, assim como a necessidade de utilizar regressões lineares por parte para o ajuste das FTMs às curvas de potência probabilísticas mensais.

Agradecimentos

Este trabalho foi parcialmente financiado pelo CNPq/MCTI/FNDCT através do Projeto de Pesquisa 409715/2021-2 e parcialmente desenvolvido no Laboratório de Otimização Estocástica Aplicada a Sistemas de Energia Renovável (Lab SOLARES) da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ).

Referências

ALMEIDA, V.A., PESSANHA, J.F.M., MELO, A.C.G., MACEIRA, M.E.P. Modelagem da Relação Mensal entre Velocidade de Vento e Produção Eólica no Modelo NEWAVE, **LIII Congresso da Sociedade Brasileira de Pesquisa Operacional – SBPO 2021**, João Pessoa-PB, 3 a 5 de novembro, 2021.

FALCÃO, D.M., MELO, A.C.G., MACEIRA, M.E.P. et al. Desafios da Transição Energética, **Academia Nacional e Engenharia**, 2025.

GREENE, W. H. Econometric Analysis, 8th edition, Pearson India, 2018.

HELSETH, A., MELO, A.C.G. Scheduling Toolchains in Hydro-Dominated Systems - Evolution, Current Status and Future Challenges for Norway and Brazil, **SINTEF Energy Research Technical Report**, 2020-08-10, May 2020, disponível em <https://sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/handle/11250/2672581?locale-attribute=en>.

HELSETH, A., MELO, A.C.G., PLOUSSARD, Q.M., MO, B., MACEIRA, M.E.P., BOTTERUD, VOISIN, A., N. Hydropower Scheduling Toolchains: Comparing Experiences in Brazil, Norway, and USA and Implications for Synergistic Research, **Journal of Water Resources Planning and Management**, Vol. 149, Issue 7 (July 2023). Published online: May 13, 2023. Vol 149, No 7, 2023, DOI: <http://dx.doi.org/10.1061/JWRMD5.WRENG-5911>, ISSN: 0733-9496 resposta do Lattes, pgs 1-17, 2023.

MACEIRA, M. E. P. Programação Dinâmica Dual Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Processo Estocástico de Afluências por Modelos Auto-Regressivos Periódicos, **Relatório Técnico CEPEL 237/93**, Junho 1993.

MACEIRA, M.E.P.; BEZERRA, C.V. Stochastic Streamflow Model for Hydroelectric Systems, **5th Probabilistic Methods Applied to Power Systems - PMAPS**, Vancouver, Canada, September 1997.

MACEIRA, M.E.P., TERRY, L.A., COSTA, F.S., DAMÁZIO, J.M., MELO, A.C.G. Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the Brazilian system, **14th Power Systems Computation Conference – PSCC 2002**, Seville, Spain, 2002.

MACEIRA, M.E.P., MELO, A.C.G. e ZIMMERMANN, M.P. Application of stochastic programming and Probabilistic Analyses as Key Parameters for Real Decision Making regarding Implementing or Not Energy Rationing – A Case Study for the Brazilian Hydrothermal Interconnected System, **19th Power System Computation Conference – PSCC 2016**, Genoa, Italy, 2016.

MACEIRA, M.E.P., PENNA, D.D.J., DINIZ, A.L., PINTO, R.J., MELO, A.C.G., VASCONCELLOS, C.V., CRUZ, C.B. Twenty Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent Studies in Brazil – Main Features and Improvements on the NEWAVE Model, **20th Power System Computation Conference – PSCC 2018**, Dublin, Ireland, 2018.

MACEIRA, M. E. P., CRUZ, C. B., PENNA, D. D. J., DINIZ, A. L., TREISTMAN, F., MELO, A. C. G., JUSTINO, T. C. Representação de Usinas Hidrelétricas Individualmente e de Forma Agregada na Programação Dinâmica Dual Estocástica - A Abordagem Híbrida. **XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, Belo Horizonte, 2019.

MACEIRA, M.E.P., MELO, A.C.G., PESSANHA, J.F.M., CRUZ, C.B., ALMEIDA, V.A., JUSTINO, T. C. Uma Abordagem para a Representação das Incertezas da Fonte de Geração Eólica no Modelo NEWAVE, **Cadernos do IME – Série Estatística**, v. 48, p.1 – 36, Junho 2020. ISSN on-line 2317-4535 / ISSN impresso 1413-9022. DOI: 10.12957/cadest.2020.55395.

MACEIRA, M.E.P., MELO, A.C.G., PESSANHA, J.F.M., CRUZ, C.B., ALMEIDA, V.A., JUSTINO, T. C. Combining monthly wind and inflow uncertainties in the stochastic dual dynamic programming. **Energy Syst**, 2023. <https://doi.org/10.1007/s12667-023-00580-5>.

MELO, A.C.G., ZIMMERMANN, M., MACEIRA, M.E.P., DAMAZIO, J.M. Challenges and Outlook for the Hydropower Development in Brazil”, **International Journal of Hydropower&Dams**, London, 2020.

MME - Ministério de Minas e Energia e EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2034, **Relatório Técnico**, 2024.

ONS, Operador do Sistema Elétrico, Desenvolvimento Metodológico para Previsão de Geração de Fonte Eólica, **Nota Técnica NT 151/2018**, 2018.

PEREIRA, M. V. F., PINTO, L. M. V. G. Multi Stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning, **Mathematical Programming**, v. 52, pp. 359-375, 1991.

PENNA, D.D.J., MACEIRA, M.E.P., DAMÁZIO, J.M. Selective Sampling Applied to Long-Term Hydrothermal Generation Planning, 17th **Power System Computation Conference – PSCC 2011**, Stockholm, Sweden, 2011.

PESSANHA, J.F.M., MELO, A.C.G., BESSA, R.J.G.S., ALMEIDA, V.A. Uma metodologia para geração de cenários de produção eólica compatíveis com as correlações espaciais entre os regimes de ventos, **XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, Belo Horizonte, 2019.

PESSANHA, J.F.M., ALMEIDA, V.A., MELO, A.C.G. Fator de capacidade da geração eólica na região Nordeste: um estudo com dados de reanálises oriundos do MERRA-2 (global). **VIII SBSE**, Santo André, 2020.

R CORE TEAM. R: A language and environment for statistical computing. **R Foundation for Statistical Computing**, Vienna, Austria. 2019. Disponível em URL <https://www.R-project.org/>.

SALAS, J.D.; DELLEUR, J.W.; YEVJEVICH, V.; LANE, W.L Applied Modeling of Hydrologic Time Series, **Water Resources Publications**, 1980.

STAFFELL, I., PFENNINGER, S. Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output, **Energy** 114, pp. 1224-1239, 2016.

EVALUATION OF MONTHLY TRANSFER FUNCTIONS BETWEEN WIND SPEEDS AND WIND POWER PRODUCTION FOR USE IN THE STOCHASTIC DUAL DYNAMIC PROGRAMMING ALGORITHM

Abstract

The uncertainty of wind power production constitutes a challenge for its integration into the system. Modeling this uncertainty in the official long-/mid-term operation planning model in Brazil includes the evaluation of monthly transfer functions (FTMs) between monthly wind speeds and wind power production, and the representation of these monthly productions in the SDDP algorithm. Given the unavailability in Brazil of a public database of measured and paired hourly data on wind speeds and productions, this work presents a developed and improved procedure for calculating MTFs, using linear regression models, through the combination of reanalysis data of hourly wind speeds (MERRA2/NASA-1980 to 2023), together with semi-hourly forecasts of wind speeds and wind power production made available by the ONS Sintege system (2019-2023). The procedure is applied to equivalent wind farms in 5 regions representing wind regimes in Brazil and the results are discussed.

Key-words: *Wind power, Renewable energy, Expansion and operation Planning, Linear regression, Stochastic Optimization.*