LVI SBPO SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL
DE 04 ATÉ 07 NOVEMBRO 2024
FORTALEZA | CEARÁ

DETERMINAÇÃO DE FUNÇÕES DE TRANSFERÊNCIAS MENSAIS ENTRE VELOCIDADES DO VENTO E PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA NO ALGORITMO DE PDDE

Albert Cordeiro Geber de Melo
Universidade do Estado do Rio de Janeiro - UERJ
albert.melo@ime.uerj.br

Maria Elvira Piñeiro Maceira
Universidade do Estado do Rio de Janeiro - UERJ
melvira@ime.uerj.br

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

José Francisco Moreira Pessanha
Universidade do Estado do Rio de Janeiro UERJ
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 operação; Otimização estocástica.
EN&PG, EST&MP, SIM

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 Sintegre system (2019-2023). The procedure is applied to equivalent wind farms in 5 regions representing wind regimes in Brazil and the results are discussed.

KEYWORDS. Wind power, Renewable energy, Expansion and operation Planning, Stochastic Optimization.
EN&PG, EST&MP, SIM

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193328
https://proceedings.science/p/193328?lang=pt-br

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, 2023], [Helseth e Melo 2020].

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 e Melo 2020)]. Além disso, a matriz elétrica brasileira apresenta alta participação de fontes renováveis, respondendo por mais de 80% do consumo de energia. As fontes intermitentes, em especial a eólica, têm experimentado um crescimento acelerado–e.g., na última década, a energia eólica cresceu 13 vezes, atingindo hoje 22,3 GW de capacidade instalada em cerca de 830 parques eólicos e tornou-se a segunda maior fonte na matriz elétrica (12%), atrás apenas da hidrelétrica (60%), tendência esperada nas próximas décadas.

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 e 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 afluências 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.

Na implementação atual da PDDE, um modelo autorregressivo periódico - PAR (p) [Salas et al. 1980], [Maceira e 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 de energia eólica, a partir de curvas de potência probabilísticas mensais; (iii) geração de séries sintéticas de ventos/produção eólica correlacionadas às afluências aos reservatórios das hidrelétricas; e (iv) representação das produções eólicas mensais no algoritmo PDDE do modelo NEWAVE. O presente trabalho está inserido na etapa (iii).

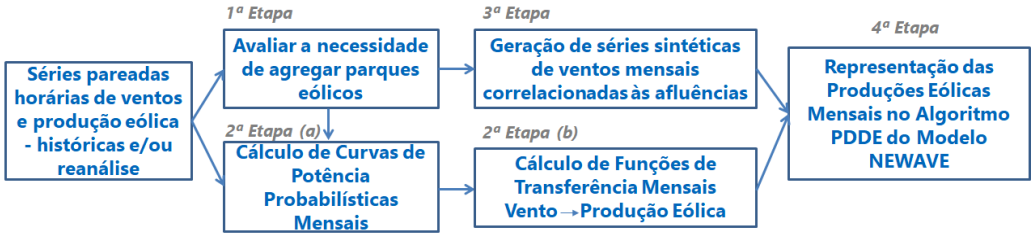


Figura 1. Diagrama esquemático da modelagem das incertezas da fonte eólica no algoritmo PDDE do modelo NEWAVE. Fonte: Autores.

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193328
https://proceedings.science/p/193328?lang=pt-br

Nos passos (ii) e (iv) da metodologia proposta, faz-se necessário a obtenção de funções matemáticas que relacionam as médias mensais da velocidade de 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 além 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 de transferência 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 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 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 velocidade de vento e da respectiva previsão de produção eólica em base semi-horária para um conjunto, atualmente, de 74 subestações (SEs) 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

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193328
https://proceedings.science/p/193328?lang=pt-br

disponibiliza 48 curvas de potência, uma para cada intervalo semi-horário, usadas na conversão das previsões de velocidade de vento em produção eólica. Os parâmetros das curva de potência utilizadas na conversão das velocidades do vento Ven em potência Ger^{total} estão listados em (1) [ONS 2018], e incluem α, β, B, T, b, S, V_{mid}, $\overline{Ven}$ (velocidade média do vento), $Vdesv$ (desvio padrão da velocidade do vento), $Ger_{máx}$ (geração máxima) e $Ger_{mín}$ (geração mínima), que são disponibilizados pelo ONS em intervalos semi-horários [ONS, 2018].

$$Ger^{total} = \alpha . \left(\left(B + \frac{T-B}{\left(1+10^{b(V_{mid}-\frac{Ven-\overline{Ven}}{Vdesv}}\right)^{S}} \right) . (Ger_{máx} - Ger_{mín}) + Ger_{mín} \right) + \beta \qquad (1)$$

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, incialmente, 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 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 de vento e produção eólica, permitindo a construção de diagramas de dispersão mensais, denominados 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).

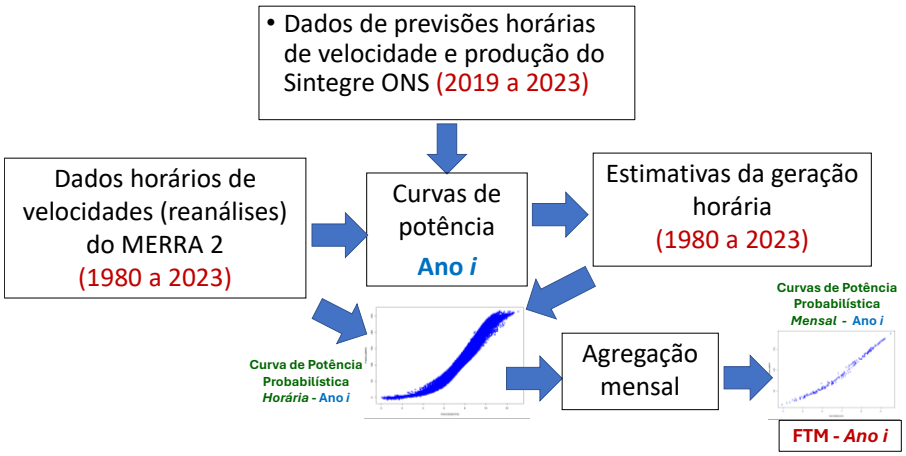


Figura 2. Procedimento para a obtenção de curvas de potência probabilísticas mensais utilizando dados do Sintegre ONS e MERRA 2. Fonte: Autores

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.

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193328
https://proceedings.science/p/193328?lang=pt-br

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 dos dados das curvas de potência, há aumento da capacidade instalada do PEE 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). Nesta seção são apresentados alguns resultados obtidos com a sua aplicação 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*. No caso das curvas de potência probabilísticas *mensais* também são apresentadas as equações dos modelos de regressão linear simples obtidos, juntamente com os respectivos coeficientes de determinação (R^2), apresentados nas Tabelas 1 e 2.

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
(em p.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

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, excelentes estimativas

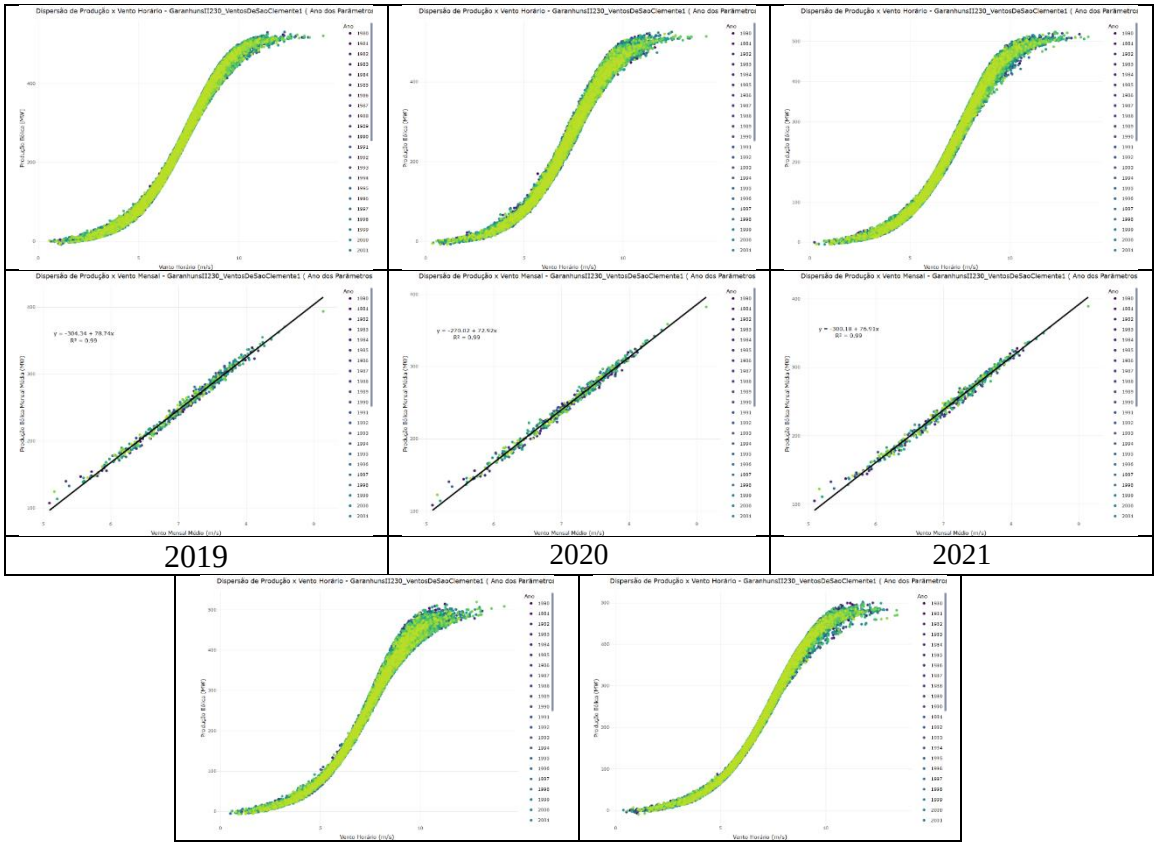
DOI: 10.59254/sbpo-2024-193328
https://proceedings.science/p/193328?lang=pt-br

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, os coeficientes de determinação ficaram entre 94% (um caso) e 97%, o que também significa excelentes estimativas para as FTMs condicionadas a cada ano de curvas de potência do Sintegre.

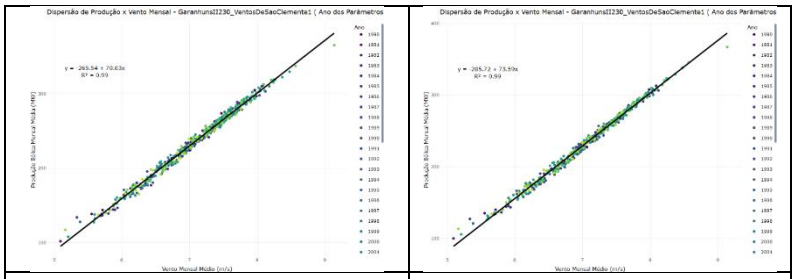
Dada a qualidade dos ajustes do modelo de regressão linear, para cada REE, não foram observadas variações significativas entre os coeficientes das retas de regressão linear para cada ano das curvas de potência do Sintegre.

Tabela 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

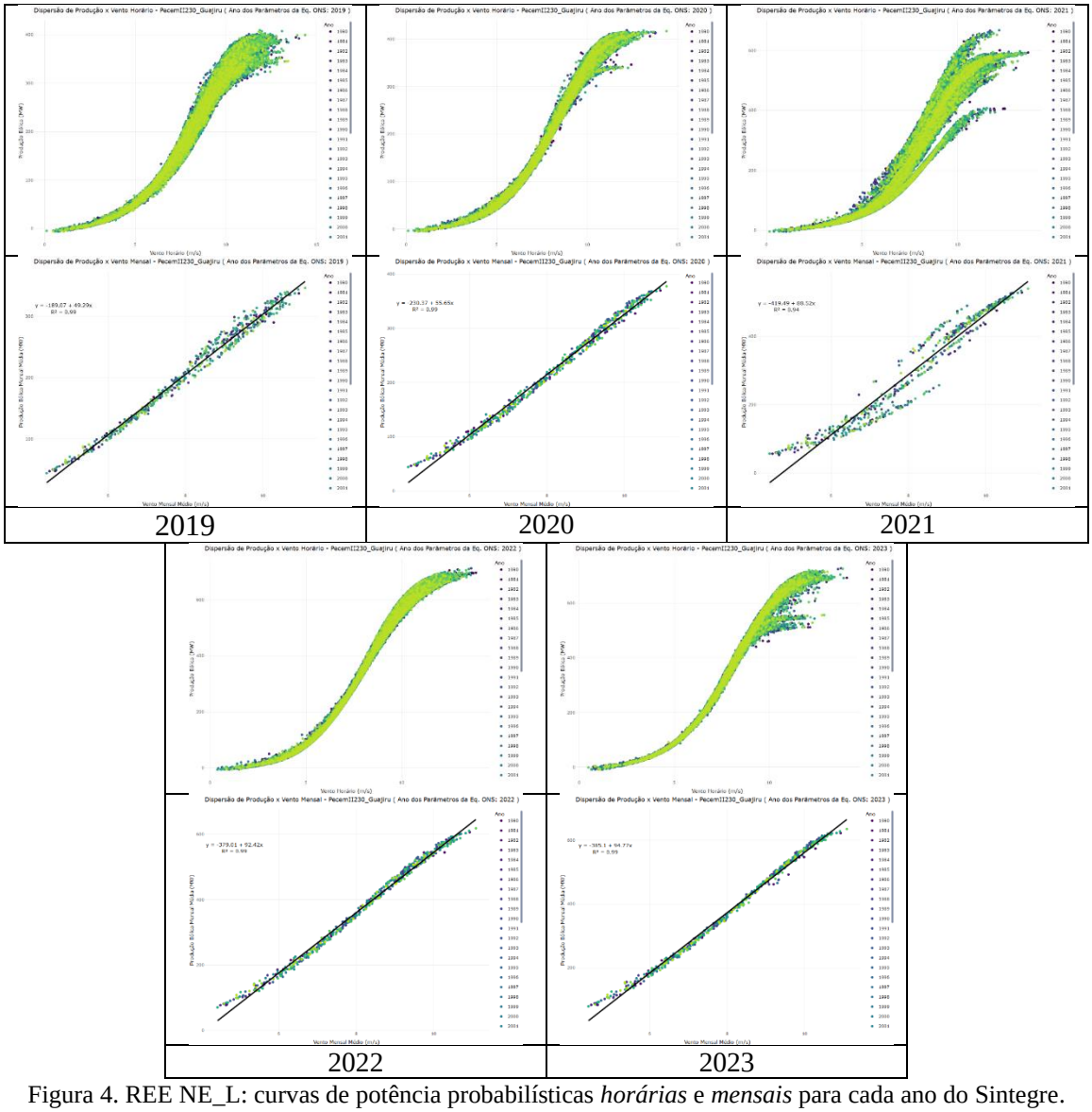


DOI: 10.59254/sbpo-2024-193328
https://proceedings.science/p/193328?lang=pt-br



2022	2023

Figura 3. REE NE_PE: curvas de potência probabilísticas *horárias* e *mensais* para cada ano do Sintegre.



2019	2020	2021

2022	2023

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

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193328
https://proceedings.science/p/193328?lang=pt-br

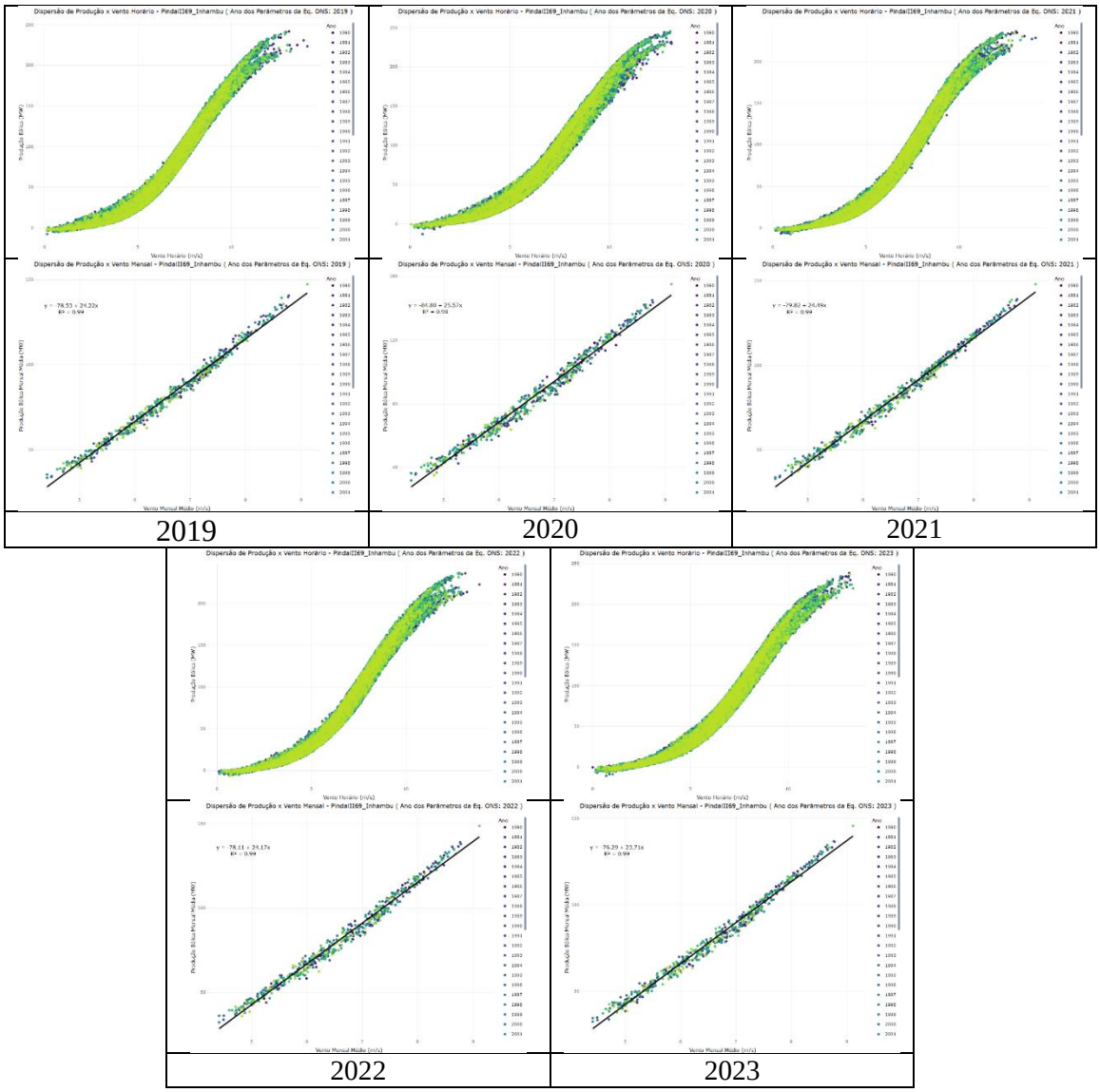
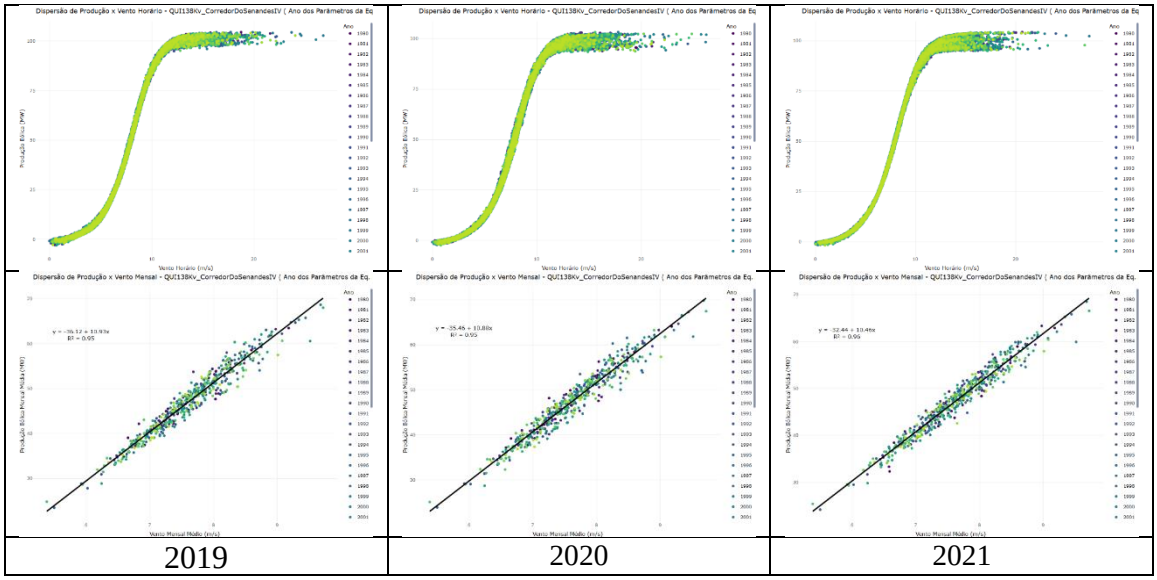


Figura 5. REE NE_I: curvas de potência probabilísticas *horárias* e *mensais* para cada ano do Sintegre.



DOI: 10.59254/sbpo-2024-193328
https://proceedings.science/p/193328?lang=pt-br

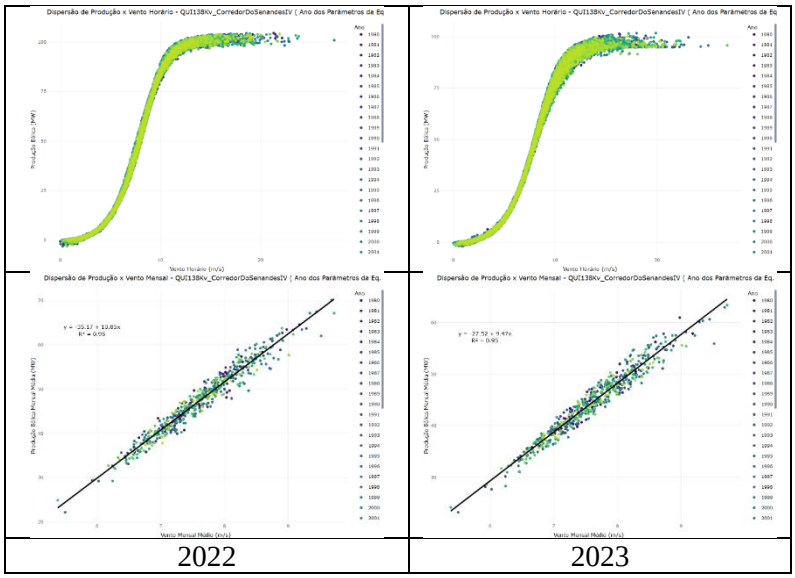


Figura 6. REE Sul_L: curvas de potência probabilísticas *horárias* e *mensais* para cada ano do Sintegre

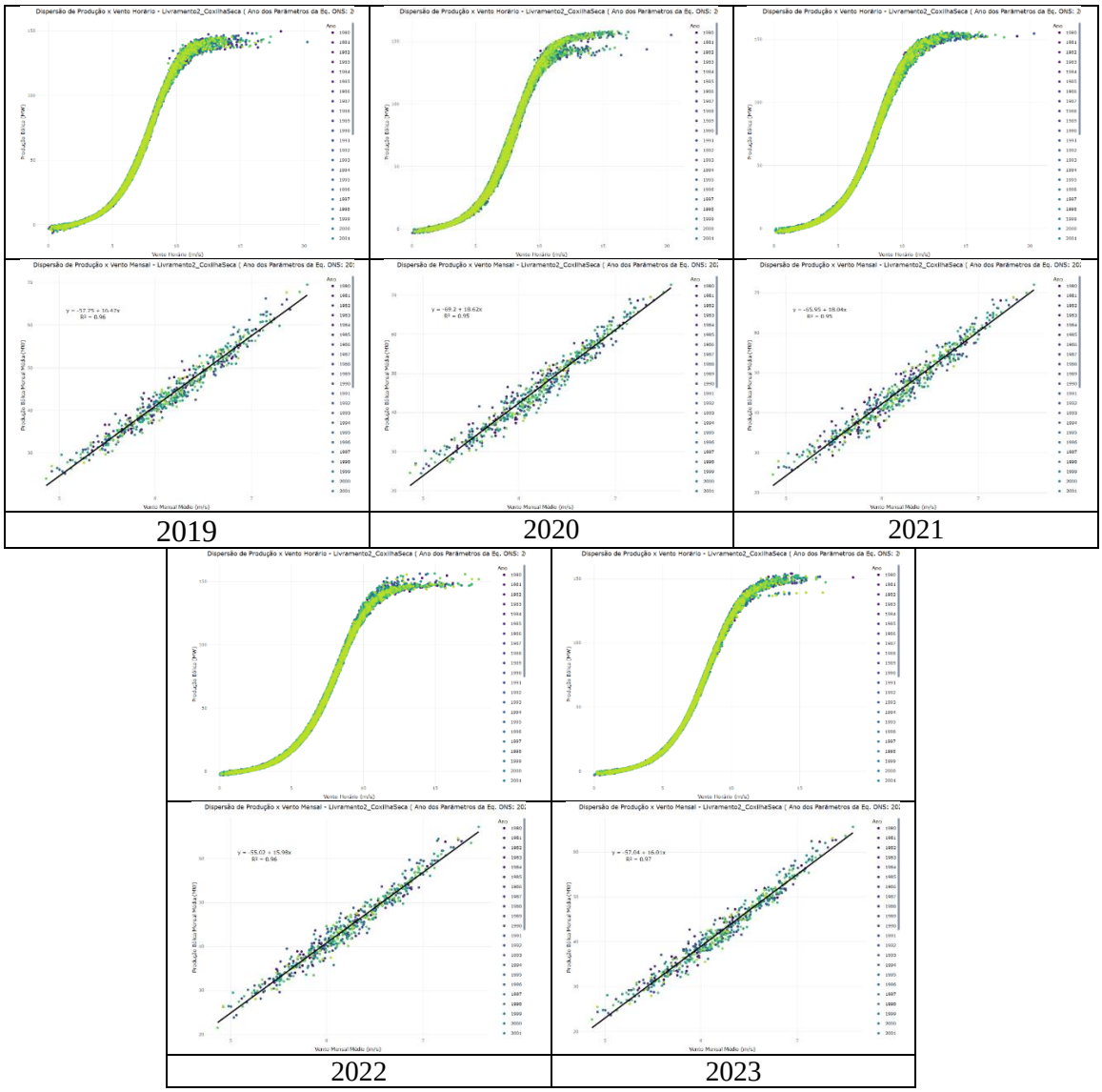


Figura 7. REE Sul_I: curvas de potência probabilísticas *horárias* e *mensais* para cada ano do Sintegre.

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193328
https://proceedings.science/p/193328?lang=pt-br

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 e 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 ainda 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.

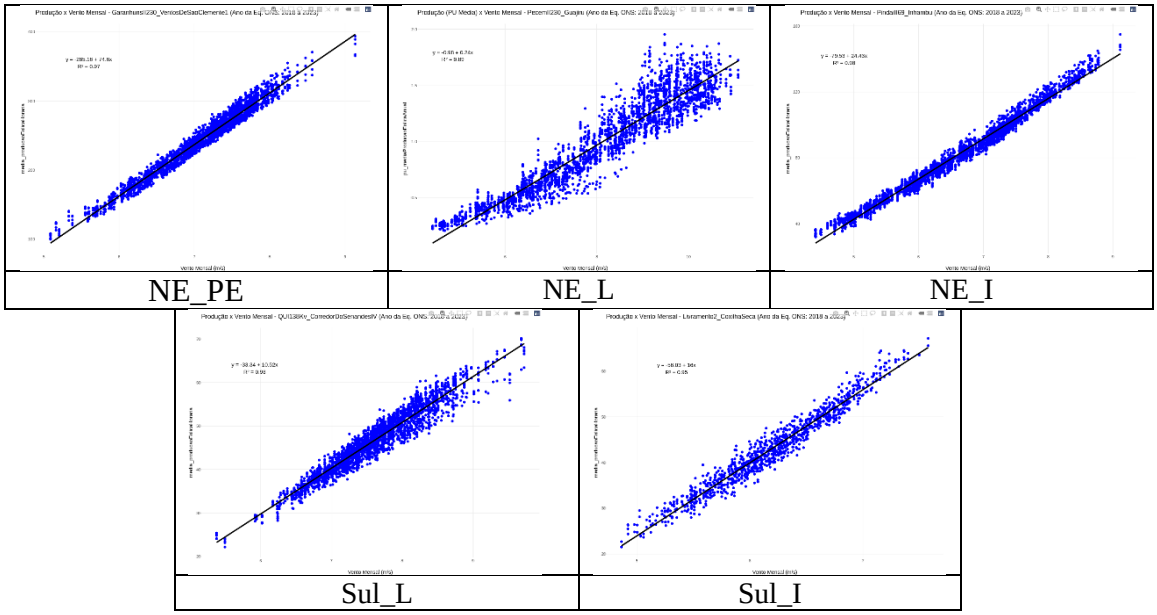


Figura 8. Curvas de potência probabilísticas *mensais* considerando todos os 5 anos do Sintegre para os PEEs NE_PE, NE_L, NE_I, Sul_L e Sul_I.

6. 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,

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193328
https://proceedings.science/p/193328?lang=pt-br

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 ainda 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.

Agradecimentos

Este trabalho foi parcialmente financiado pelo CNPq/MCTI/FNDCT por meio do Projeto de Pesquisa 409715/2021-2.

Referências

Almeida, V.A., Pessanha, J.F.M., Melo, A.C.G., Maceira, M.E.P. (2021). 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.

Helseth, A. e Melo, A.C.G. (2020). 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

Maceira, M.E.P. (1993). 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.

Maceira, M.E.P., Terry, L.A., Costa, F.S., Damázio, J.M. e Melo, A.C.G. (2002). Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the Brazilian system, 14th Power Systems Computation Conference, Seville, Spain.

Maceira, M.E.P.; Bezerra, C.V. (1997). Stochastic Streamflow Model for Hydroelectric Systems, 5th Probabilistic Methods Applied to Power Systems - PMAPS, Vancouver, Canada.

Maceira, M.E.P., Duarte, V.S., Penna, D.D.J., Moraes, L.A.M. e Melo, A.C.G. (2008). Ten Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent Studies in Brazil - Description of the NEWAVE Program, 16th Power Systems Computation Conference, Scotland.

Maceira, M.E.P., Melo, A.C.G. e Zimmermann, M.P. (2016). 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, Genoa, Italy.

Maceira, M.E.P., Penna, D.D.J, Diniz, A.L., Pinto, R.J., Melo, A.C.G., Vasconcellos, C.V. e Cruz, C.B. (2018). Twenty Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193328
https://proceedings.science/p/193328?lang=pt-br

Studies in Brazil – Main Features and Improvements on the NEWAVE Model, 20th Power System Computation Conference, Dublin, Ireland.

Maceira, M.E.P., Cruz, C.B., Penna, D.D.J., Diniz, A.L., Treistman, F., Melo, A.C.G., Justino, T.C. (2019). Representação de Usinas Hidrelétricas Individualmente e de Forma Agregada na Programação Dinâmica Dual Estocástica - A Abordagem Híbrida. XXV SNPTEE, Belo Horizonte.

Maceira, M.E.P., Melo, A.C.G., Pessanha, J.F.M., Cruz, C.B., Almeida, V.A., Justino, T. C. (2020). 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.

Maceira, M.E.P., Melo, A.C.G., Pessanha, J.F.M, Cruz, C.B., Almeida, V.A., Justino, T.C. (2023). 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. e Damazio, J.M. (2020). Challenges and Outlook for the Hydropower Development in Brazil", International Journal of Hydropower&Dams, London.

MME - Ministério de Minas e Energia e EPE - Empresa de Pesquisa Energética (2020). Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Relatório Técnico.

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

Penna, D.D.J., Maceira, M.E.P., Damázio, J.M. (2011). Selective Sampling Applied to Long-Term Hydrothermal Generation Planning, 17th PSCC, Stockholm, Sweden.

Pereira, M.V.F. e Pinto, L.M.V.G. (1991). Multi Stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning, Mathematical Programming, v. 52, pp. 359-375.

Pessanha, J.F.M., Melo, A.C.G., Bessa, R.J.G.S.B. e Almeida, V.A. (2019). 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.

Pessanha, J.F.M., Almeida, V.A. e Melo, A.C.G. (2020). Fator de capacidade da geração eólica na região Nordeste: um estudo com dados de reanálises oriundos do MERRA-2 (global). VIII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Santo André.

Salas, J.D.; Delleur, J.W.; Yevjevich, V.; Lane, W.L (1980). Applied Modeling of Hydrologic Time Series, Water Resources Publications, 1980.

Staffell, I. e Pfenninger, S. (2016). Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output. Energy 114, pp. 1224-1239.

DOI: 10.59254/sbpo-2024-193328
https://proceedings.science/p/193328?lang=pt-br