



Universidade Federal do Rio de Janeiro

APLICAÇÃO DO FATOR DE VALOR NA AVALIAÇÃO DO BENEFÍCIO  
ASSOCIADO ÀS NOVAS FONTES RENOVÁVEIS

Rafael Cancellla Moraes

2015

## APLICAÇÃO DO FATOR DE VALOR NA AVALIAÇÃO DO BENEFÍCIO ASSOCIADO ÀS NOVAS FONTES RENOVÁVEIS

Rafael Cancelli Moraes

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientadores: Amaro Olímpio Pereira Junior  
Johannes Schmidt

Rio de Janeiro  
Março de 2015

APLICAÇÃO DO FATOR DE VALOR NA AVALIAÇÃO DO BENEFÍCIO  
ASSOCIADO ÀS NOVAS FONTES RENOVÁVEIS

Rafael Cancelli Moraes

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

---

Prof. Amaro Olímpio Pereira Junior, D.Sc.

---

Dr. Johannes Schmidt, D.Sc.

---

Profa. Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.

---

Dra. Leontina Maria Viana Gaziadio Pinto, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2015

Morais, Rafael Cancell

Aplicação do fator de valor na avaliação do benefício  
associado às novas fontes renováveis/ Rafael Cancell  
Morais. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2015.

XII, 87 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Amaro Olímpio Pereira Junior

Johannes Schmidt

Dissertação (Mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de  
Planejamento Energético, 2015.

Referências Bibliográficas: p. 84 - 87.

1. Valor de Fontes Renováveis. 2. Setor Elétrico  
Brasileiro. 3. Energia Eólica. 4. Energia Solar. I. Pereira Jr.,  
Amaro Olímpio *et al.* II. Universidade Federal do Rio de  
Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III.  
Título.

Dedico a minha família, namorada e amigos.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus e aos meus antepassados que me protegem e me guiam.

Em segundo lugar agradeço aos meus orientadores, Amaro Olímpio Pereira Júnior e Johannes Schmidt, pela paciência, atenção e dedicação ao meu trabalho. O período de realização da dissertação foi de grande aprendizado para mim e eles foram os principais responsáveis por esse ganho de maturidade, científica e pessoal, que eu tive. Não poderia deixar de agradecer também a Carmen Lucia Tancredo Borges e a Leontina Maria Viana Graciadio Pinto pela disponibilidade de participar da minha banca de defesa desta obra.

Em terceiro lugar deixo o meu muito obrigado a todos os professores e funcionários do Programa de Planejamento Energético da COPPE que sempre me trataram com muita educação e carinho durante os dois anos do mestrado.

Gostaria de agradecer também aos meus pais, Nelson e Marina, a minha irmã, Isabela, a minha avó, Nair, e a minha namorada, Mariana. Aos meus pais, porque me deram o privilégio da vida e se dedicam intensamente em prol da minha felicidade. Minha irmã, porque alegre a minha vida. Minha avó, porque me incentiva e me aconselha, usando a sua sabedoria. Minha namorada, porque me enche de carinho, amor e compreensão.

Um agradecimento especial também ao Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e ao Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) pelo fornecimento dos dados meteorológicos necessários para a elaboração da análise presente nesta dissertação.

Por fim, gostaria de agradecer ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo apoio financeiro, de vital importância para a conclusão do trabalho.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.).

## APLICAÇÃO DO FATOR DE VALOR NA AVALIAÇÃO DO BENEFÍCIO ASSOCIADO ÀS NOVAS FONTES RENOVÁVEIS

Rafael Cancelli Moraes

Março/2015

Orientadores: Amaro Olímpio Pereira Junior

Johannes Schmidt

Programa: Planejamento Energético

Quando o setor elétrico busca equilibrar a oferta e a demanda de energia, o operador do sistema encontra o desafio de determinar a melhor fonte de eletricidade ao menor custo possível. Recentemente, as fontes eólica e solar têm se mostrado opções viáveis por conta de condições climáticas favoráveis no país. Em geral, os custos nivelados de eletricidade são calculados para verificar a viabilidade econômica dessas fontes. Contudo, essa abordagem não considera o perfil temporal da produção das renováveis e, por isso, não considera o valor que a fonte tem para o sistema, como a diferença entre os custos de produção devido a mudanças na demanda e os custos de produção das plantas térmicas e hidrelétricas. Este trabalho buscou analisar o valor dessas fontes para o sistema. Para esse propósito, foi feita a simulação da produção renovável a partir de dados meteorológicos para diferentes localidades e foram calculados os seus “fatores de valor”, usando indicadores históricos para o custo marginal de produção do sistema. Os resultados mostram que o local onde a usina é instalada afeta o seu valor. Sendo assim, uma indicação de política seria a consideração dos perfis temporais e espaciais da produção renovável no momento de escolha do empreendimento gerador de energia elétrica.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science. (M. Sc.).

APPLICATION OF VALUE FACTOR FOR THE EVALUATION OF BENEFITS  
ASSOCIATED WITH NEW RENEWABLES

Rafael Cancellia Morais

March/2015

Advisors: Amaro Olímpio Pereira Junior

Johannes Schmidt

Department: Energy Planning

When the power industry seeks to balance energy supply and demand, the system operator faces the challenge to determine the best source of electricity at lowest possible costs. Recently wind and solar energy have proven to be viable options due to favorable climatic conditions in the country. In general, levelized costs of electricity are calculated to assess the economic feasibility of those sources. However, this approach does not take into account the time profile of production of renewables and therefore does not consider the value of the renewables to the system, which differs due to changes in demand and costs of production in thermal and hydropower plants. This study aims, therefore, at analyzing the value of these sources to the system. For that purpose, we simulated renewable energy production from meteorological data for different locations and calculated their “value factor” using historical indicators for the marginal production costs in the system. The results show that the plant location and the generation technology affect its value. Thus, we suggest that temporal and spacial production profiles at the time of the choice of the generation plant are taken into account in energy auctions.



## SUMÁRIO

1. Introdução.....	1
2. Impacto de novas fontes renováveis no SIN .....	4
2.1. O problema da operação do setor elétrico.....	6
2.2 Impactos da introdução de fontes intermitentes.....	18
3 Metodologia e Revisão Bibliográfica.....	23
4. Análise do valor da fonte eólica .....	35
4.1 Tratamento dos dados .....	35
4.2 Resultados .....	46
4.2.1 Exemplo da aplicação do fator de valor para uma estação .....	46
4.2.2 Escolha das estações de medição do INMET .....	49
4.2.3 Análise para os estados do AMA .....	53
4.3 Discussão .....	60
5. Análise do valor da energia solar .....	63
5.1 Tratamento dos dados .....	63
5.2 Resultados .....	69
5.3 Discussão .....	78
6. Conclusão .....	82
Referências Bibliográficas.....	84

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Evolução da Geração Eólica .....	4
Figura 2: Consequências das decisões operativas .....	7
Figura 3: Processo de evolução de decisões operativas .....	12
Figura 4: Curva Guia .....	13
Figura 5: Formato típico da curva de aversão ao risco.....	14
Figura 6: Produção renovável do sistema elétrico.....	25
Figura 7: CMO para as seis semanas do exemplo numérico.....	26
Figura 8: Fatores de valor das fontes renováveis .....	27
Figura 9: Metodologia .....	34
Figura 10: 3D das estações selecionadas.....	39
Figura 11: Efeito da sequência de NAs na análise: PLD, produção e valor.....	41
Figura 12: Produção Simulada .....	42
Figura 13: Estações localizadas no mapa .....	43
Figura 14: Curva de potência E-82.....	45
Figura 15: PLD, Produção e Valor para uma estação.....	46
Figura 16: "Zoom" no ano de 2010: PLD, produção e valor.....	48
Figura 17: Escolha das estações .....	49
Figura 18: Localização das estações.....	52
Figura 19: 4 estados: período com crise. PLD, produção e valor.....	55
Figura 20: 4 estados: período sem crise. PLD, produção e valor .....	56
Figura 21: Comparação entre o perfil da produção eólica e PLD .....	59
Figura 22: Estações solares selecionadas destacadas .....	64
Figura 23: Análise dos dados solares .....	68
Figura 24: Fatores de capacidade e fatores de valor.....	71
Figura 25: Localização das estações solares.....	72
Figura 26: Máximo e mínimo fatores de valor.....	73
Figura 27: PLD, produção e valor na estação Júlio Castilhos .....	75
Figura 28: PLD, produção e valor na estação Santa Filomena.....	77
Figura 29: Comparação entre o perfil da produção e o PLD.....	77

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Demanda semanal para o exemplo numérico .....	24
Tabela 2: Informações sobre um sistema elétrico .....	24
Tabela 3: Produção semanal, parcela da demanda atendida por térmica e CMO .....	25
Tabela 4: Formato dos dados de velocidade de vento .....	35
Tabela 5: Formato da tabela de análise das estações .....	37
Tabela 6: Estações selecionadas .....	39
Tabela 7: Pontos escolhidos: .....	40
Tabela 8: Informações técnicas E 82 .....	44
Tabela 9: Informações sobre a estação escolhida .....	47
Tabela 10: Escolha das estações - Média .....	50
Tabela 11: Escolha das estações - Variância .....	51
Tabela 12: Distribuição das estações dos estados destacados por fator de capacidade e por fator de valor .....	53
Tabela 13: Fatores de Valor Eólica: Período Completo e Sem Crise .....	57
Tabela 14: Fatores de capacidade e fatores de valor dos estados com maior potencial eólico .....	58
Tabela 15: Informações técnicas do painel fotovoltaico .....	66
Tabela 16: Informações técnicas sobre o inversor .....	66
Tabela 17: Perdas do sistema de painéis fotovoltaicos .....	67
Tabela 18: Formato dos dados solares .....	68
Tabela 19: Fatores de capacidade e fatores de valor das estações solares .....	69
Tabela 20: Estações com fatores de capacidade em torno de 14% e fatores de valor em torno da média para cada região do país .....	73
Tabela 21: Medidas de posição dos fatores de capacidade e dos fatores de valor .....	74

## LISTA DE SIGLAS

ADF - *Aumented Dickey Fuller* (Dickey Fuller Aumentado)  
AMA - Acompanhamento de Medições Anemométricas  
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica  
CAR - Curva de Aversão ao Risco  
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica  
CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica  
CMO - Custo Marginal de Operação  
CSP - *Concentrating Solar Power*  
cVar - *Conditional Value at Risk*  
CVU – Custo Variável Unitário  
ECMWF - *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts*  
EPE - Empresa de Pesquisa Energética  
FV - Fator de valor  
ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços  
INMET - Instituto Nacional de Meteorologia  
INPE - Instituto de Pesquisas Espaciais  
MERRA - *Modern Era Retrospective analysis for Research and Applications*  
MME - Ministério de Minas e Energia  
NA - *Not Available* (observações não disponíveis)  
NCAR - *National Center for Atmospheric Research*  
NCEP - *National Centers for Environmental Prediction*  
ONS - Operador Nacional do Sistema  
PASEP - Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público  
PCH - Pequena Central Hidrelétrica  
PDE - Plano Nacional de Expansão de Energia  
PIS - Programa de Integração Social  
PLD - Preço de Liquidação de Diferenças  
POCP - Procedimentos Operativos de Curto Prazo  
PROEOLICA - Programa Emergencial de Energia Eólica  
PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica  
SE/CO - Subsistema Sudeste/Centro Oeste  
SE/NE - Subsistema Sudeste/Nordeste

SIN - Sistema Interligado Nacional

SWERA - *Solar and Wind Energy Resource Assessment*

## **1. Introdução**

O consumo de energia elétrica tem crescido 4% ao ano no Brasil e existem projeções de crescimento de 4,7% ao ano até 2022, puxado principalmente pelo crescimento da população e da atividade econômica segundo a EPE (2012a). Dessa forma, a expansão do parque de geração de energia elétrica é importante, mesmo considerando as medidas de eficiência energética a serem tomadas no horizonte decenal (EPE, 2012a). Esse parque é predominantemente hidrelétrico, que representa, atualmente, 70,6% da geração de energia. Recentemente, algumas novas fontes renováveis, como eólica e solar vem ganhando espaço na matriz de geração elétrica brasileira, principalmente a eólica, que já representa 1,1% (EPE, 2014).

O potencial hidrelétrico significativo a ser explorado no Brasil encontra-se na Amazônia. Nesta região existem projetos contratados, que devido a suas características, podem afetar a população local, além de apresentar impactos sobre os ecossistemas locais como afirmam Cunha e Ferreira (2012). A necessidade de despacho térmico para complementar a geração hidrelétrica aumenta a cada ano, pois esses novos projetos não apresentam reservatórios de regularização (EPE, 2012a). Por conta disso, o Brasil vem aumentando sua capacidade instalada termelétrica, basicamente a gás natural, impactando positivamente a emissão de gases de efeito estufa. Esse aumento de capacidade termelétrica deve-se ao fato dessas usinas serem competitivas em termos de custos nivelados.

Uma possível solução para expandir o parque de geração com menores impactos ao meio ambiente é o investimento em fontes renováveis, como a eólica e a solar fotovoltaica. A produção de energia eólica vem aumentando consideravelmente nos últimos anos. De 2012 para 2013 o aumento na geração foi de 30,2% (EPE, 2014). Isso mostra que seus custos nivelados são competitivos e, por isso, ela vem sendo contratada. Além disso, existe grande potencial eólico no litoral do país, permitindo que os empreendimentos se distanciem da região amazônica (SCHMIDT, 2014a). Porém, a eólica é intermitente, ou seja, o operador do sistema elétrico não tem controle sobre o momento em que o recurso estará disponível e, ao contrário da hidrelétrica, não existe atualmente forma economicamente viável de armazenamento da energia proveniente dessa fonte. Embora a intermitência de curto prazo, aquela que ocorre durante alguns minutos ou horas, traga problemas para o sistema elétrico, existe uma característica interessante no médio prazo: os regimes de vento do Brasil são complementares, ou no mínimo diferentes dos regimes

de vazões do país, se mostrando uma opção interessante para fazer parte do parque gerador brasileiro (SCHMIDT, 2014a).

A abordagem tradicional, para a contratação dos empreendimentos de geração, considera o menor preço de geração do MWh (MegaWatt-hora). Esse indicador ainda não considera quantos R\$/MWh podem ser economizados com a geração de outras fontes disponíveis no momento do despacho. Em outras palavras, ele não considera quanto de despacho térmico pode ser economizado no caso da utilização de fontes renováveis no momento e locais adequados. O momento adequado são os períodos de seca, estiagem, quando os níveis dos reservatórios estão baixos. Já o local adequado é aquele em que existe o potencial eólico e solar, isto é, locais com disponibilidade de vento e irradiação solar necessários para a produção de energia elétrica.

Pode-se afirmar também que se a correlação entre os custos marginais de produção do sistema e a disponibilidade das fontes intermitentes não for considerada no planejamento, os recursos disponíveis (para solar e eólica) serão usados ineficientemente. Isso também implica que a compensação da produção elétrica renovável tem que ser relacionada com o seu valor para o sistema de modo a prevenir que os incentivos à produção dessas fontes sejam incompatíveis com as necessidades do sistema.

Análises anteriores de potencial renovável no Brasil não consideraram as variabilidades temporais e espaciais no mesmo trabalho. Os estudos anteriores consideram o custo evitado com a economia de emissão de carbono (BORBA et al., 2012) para discutir o potencial futuro das renováveis (PEREIRA et al., 2012) ou para implantar um modelo de penetração dessas fontes na matriz brasileira (PEREIRA JR. et al., 2011). Da Silva e Araújo (2005) verificaram a complementaridade temporal do potencial eólico com a produção hidrelétrica para duas regiões do país, Sul e Nordeste, mas sem considerar nem os custos nem os benefícios econômicos dessas fontes. Martins (2008) usou um banco de dados da SWERA para modelar o potencial fotovoltaico brasileiro e também o potencial de fotovoltaica ligada ao sistema nas grandes cidades do país. Eles encontraram uma boa relação entre a demanda por eletricidade e a produção fotovoltaica. Mas eles não analisaram os custos econômicos desse processo. Dutra e Szklo (2008) fizeram uma análise de custo-efetividade dos locais com potencial eólico, mas não consideraram a variabilidade temporal e não forneceram o valor efetivo de mercado da fonte eólica. Ricosti e Sauer (2013) fizeram uma análise da complementaridade entre as produções eólica e hidrelétrica e um comparativo de custos entre a produção eólica e a térmica. Mas

esses trabalhos não trazem um valor de mercado das renováveis e nem incluem a fotovoltaica na abordagem.

A abordagem do presente trabalho compatibiliza as questões temporal e espacial, além de valorar as fontes eólica e solar em termos de compensação pelo Preço de Liquidação de Diferenças – PLD. O objetivo é calcular o valor das novas fontes renováveis, levando em consideração a localização das usinas, assim como a variabilidade temporal das produções geradas por essas fontes. Para isso, dados meteorológicos de velocidade de vento e irradiação solar serão tratados e transformados em séries temporais sintéticas de produção de energia elétrica. Através da definição de um indicador específico, chamado “fator de valor” os valores das fontes eólica e solar serão calculados para dois períodos: de 2001 até 2013 (período considerando a crise do setor elétrico) e de 2002 até 2013 (período sem considerar a crise). Isso é feito para diferentes estados e regiões do país, mostrando como a localidade do recurso eólico e solar afeta o valor dessas fontes. A análise será feita com o auxílio do *software* estatístico para tratamento de grande volume de dados, denominado R com a interface R Studio. Os mapas serão feitos com o *software* QGIS.

Esta dissertação é composta por seis capítulos, incluindo a introdução (Capítulo 1). Segue a estrutura dos outros capítulos:

- Capítulo 2: contempla o impacto de novas fontes renováveis sobre o Sistema Interligado Nacional (SIN), o problema da operação, cálculo do CMO, questões de risco como a curva de aversão ao risco, nível meta e CVar.
- Capítulo 3: apresenta a metodologia de cálculo do valor da energia renovável e revisão bibliográfica, o que outros autores falam sobre potencial renovável e valorização das fontes eólica e solar.
- Capítulo 4: analisa o valor da energia eólica. Apresenta o tratamento de dados (que inclui a geração de séries sintéticas de produção de energia elétrica), resultados e discussão.
- Capítulo 5: mesmo formato do capítulo 4, mas com enfoque na energia solar.
- Capítulo 6: apresenta conclusões, limitações e sugestões para estudos futuros.



## 2. Impacto de novas fontes renováveis no SIN

A participação de renováveis na matriz elétrica brasileira em 2013 foi de 79,3%, considerando que este foi um ano atípico em termos de condições hidrológicas. Historicamente, esse número varia entre 68 e 84%. Em termos de Sistema Interligado Nacional (SIN), a participação das renováveis foi de 72% até o mês de setembro do ano de 2014. Isso representa uma redução de 1,3% em relação ao acumulado dos doze meses (MME, 2014). Isso se justifica pelas baixas afluências do ano em questão. Mesmo assim, essa participação renovável é cerca de quatro vezes maior do que a média mundial e as novas fontes renováveis, eólica e solar, têm participado do SIN recentemente. A eólica tem entrado no sistema em grande escala, enquanto a solar ainda tem participação incipiente e é contabilizada em conjunto com a eólica. A Figura 1 mostra a evolução da geração eólica desde 2007 até 2013.

Observa-se que a eólica conquistou competitividade ao longo dos anos e isso permitiu que sua capacidade instalada chegasse a 2.207 MW em 2013 (2014), representando um crescimento de 16,5% em relação a 2012. Atualmente, a eólica representa 1,1% da matriz elétrica nacional.

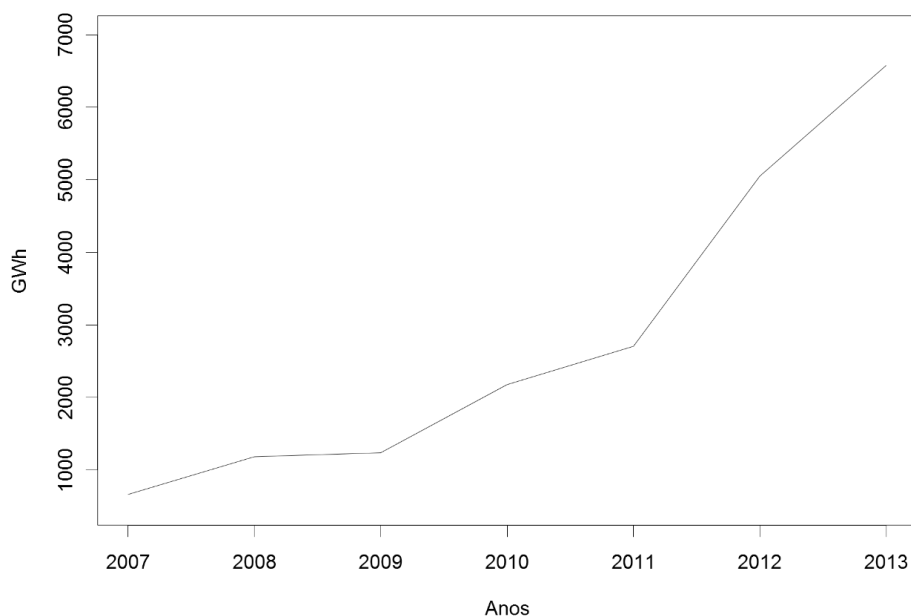


Figura 1: Evolução da Geração Eólica

Mas para se atingir o estágio de competitividade atual, alguns fatores foram importantes. Em primeiro lugar, os programas de incentivo a essa fonte, PROEÓLICA e PROINFA, permitiram um grande aprendizado em relação a funcionalidade desse tipo de energia, vantagens e desvantagens, riscos, benefícios, custos, entre outros aspectos de funcionamento da energia eólica. Em segundo lugar, os leilões de energia alternativa e os exclusivos para a fonte eólica também contribuíram para a sua entrada no sistema. Em terceiro lugar, a isenção de impostos (ICMS, PIS/Cofins e Pasep) foi fundamental para reduzir custos em um momento em que a eólica estava cara em relação a outras fontes mais estabelecidas. Isso permitiu que a eólica entrasse em uma curva de aprendizagem e seus custos fossem se reduzindo progressivamente. Por fim, a entrada de grandes fabricantes de turbinas no país aqueceu o setor. Dessa forma, a união entre mercado interno crescente e qualidade dos ventos brasileiros contribuiu para que a eólica ganhasse produtividade (MELO, 2012).

Apesar dessa significativa entrada, a energia eólica ainda tem um grande potencial de geração a ser explorado no Brasil. Atualmente, a maioria das usinas se localiza no Nordeste, o que equivale a aproximadamente 230 empreendimentos. A região Sul vem em segundo lugar com cerca de 30 empreendimentos, enquanto as outras regiões contribuem marginalmente. Mesmo assim, as outras regiões apresentam localidades com velocidades médias de vento em torno de 7 m/s, um potencial interessante que merece estudo de viabilidade (ANEEL, 2013).

Já a solar está a um passo atrás da eólica, mas se apresenta como uma tendência mundial para o futuro. Acompanhando essa tendência, o governo brasileiro lançou duas resoluções por meio da ANEEL: Resolução 482 e Resolução 517, ambas de 2012. Elas tratam das condições gerais ao acesso de microgeração e minigeração distribuída ao sistema interligado, assim como estabelece diretrizes para o mecanismo de compensação de energia elétrica, considerado um grande incentivo para o segmento. Essas resoluções mostram que o Brasil se interessa pela geração solar e vislumbra uma entrada dessa fonte no médio prazo (MIRANDA, 2013).

Para confirmar o argumento, o 6º leilão de reserva, realizado dia 31 de outubro de 2014, contratou 889,7 MW médios de usinas fotovoltaicas com um deságio de 17,9% em relação ao preço-teto de 262,00 R\$/MWh chegando a um preço final de 215,12 R\$/MWh. Os contratos são determinados por quantidade de energia e o início de suprimento está

previsto para 1º de outubro de 2017. Vale ressaltar que a energia fotovoltaica não competiu com outras fontes (CCEE, 2014).

Apesar das reconhecidas vantagens ambientais das fontes eólica e solar, elas apresentam o problema da intermitência, o que traz incertezas sobre a geração. Dessa forma, o problema que se apresenta é estudar a relação entre as vantagens desse tipo de geração e as suas desvantagens geradas pela intermitência e outros aspectos. A ideia é valorar essa relação. Em outras palavras, é válido analisar a contribuição dessa fonte para o sistema elétrico nacional em termos monetários.

## **2.1.O problema da operação do setor elétrico**

Para analisar o impacto das fontes intermitentes no setor elétrico brasileiro, é importante entender o problema da operação do SIN. Como se sabe, o sistema é formado majoritariamente por usinas hidrelétricas e complementado por termelétricas. O despacho é centralizado, permitindo que a demanda nacional de energia seja atendida pelo menor custo possível. Com uma grande capacidade de transmissão, o sistema brasileiro se apresenta diferente dos sistemas geradores de energia elétrica de outros países.

A operação do setor elétrico brasileiro é um problema de otimização de grande porte que tem o objetivo de minimizar os custos variáveis de operação das usinas durante o horizonte de planejamento. O resultado do problema é uma estratégia de despacho de cada usina do sistema (hidrelétricas e termelétricas). As usinas hidrelétricas são dispostas em cascata e apresentam grandes reservatórios com capacidade de regularização plurianual. A escolha entre o uso ou não dos reservatórios tem relação direta com a hidrologia da região onde eles estão localizados (PEREIRA, 2005). Dessa forma, o operador se encontra em um dilema entre deplecionar o reservatório hoje, incorrer em um custo operativo menor e ficar sujeito a falta de chuva no período seguinte, o que geraria necessidade de despacho térmico e o consequente custo de operação maior.

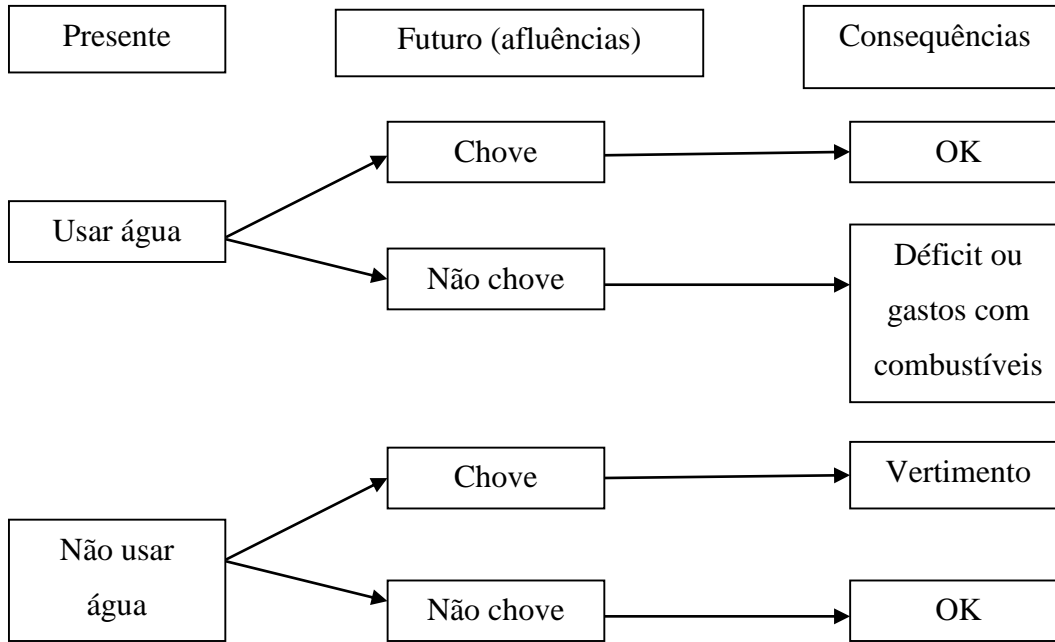


Figura 2: Consequências das decisões operativas

Fonte: Elaboração própria.

Por outro lado, se não deplecionar os reservatórios e chover, haverá vertimento, que equivale a desperdício de energia potencial que poderia ser transformada em energia elétrica. Porém, se o operador optar por não utilizar a água no presente e não chover, ele fez a escolha certa. Assim como se ele optar por utilizar a água hoje e se chover no período seguinte, a escolha certa também foi realizada. A Figura 2 mostra esse processo.

O órgão responsável pela operação é o ONS (Operador Nacional do Sistema), que se baseia em *softwares* computacionais, como o Newave. Esse programa usa um algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica para resolver o problema da operação que será exposto a seguir. A função objetivo do problema é:

$$\alpha_t(x_t) = \text{Min} \left[ c_t(u_t) + \frac{1}{\beta} \alpha_{t+1}(x_t) \right]$$

sujeito a

$$v_{t+1,i} = v_{t,i} + a_{t,i} - (q_{t,i} + s_{t,i}), \text{ para } i = 1, 2, \dots, nh$$

$$\underline{v}_{t,i} \leq \underline{v}_{t,i+1} \leq \bar{v}_{t,i}, \text{ para } i = 1, 2, \dots, nh$$

$$q_{t,i} \leq \bar{q}_{t,i}, \text{ para } i = 1, 2, \dots, nh$$

$$q_{t,i} + s_{t,i} \geq l_{t,i}, \text{ para } i = 1, 2, \dots, nh$$

$$\underline{g}_{t,j} \leq g_{t,j} \leq \bar{g}_{t,j}, \text{ para } j = 1, 2, \dots, nt$$

$$|f_{t,i,k}| \leq \bar{f}_{t,i,k},$$

$$q_{t,i} + \sum_j^{nt} g_{t,j} + \sum_k^{ni} (f_{t,k,i} - f_{t,i,k}) = d_{t,i}, \text{ para } j = 1, 2, \dots, nti, i = 1, 2, \dots, ns, k = 1, 2, \dots, ns.$$

onde,

nh é o número de hidrelétricas do sistema,

nt é o número de termelétricas do sistema,

ns é o número de subsistemas,

nti é o número de termelétricas do subsistema i,

$v_{i,t}$  é o nível de armazenamento da i-ésima usina no início do estágio t,

$\alpha_{t,i}$  é a afluência (tendência hidrológica) da i-ésima usina no início do estágio t,

$x_t$  representa as variáveis de estado do sistema no início do estágio t ( $v_{i,t}$  e  $\alpha_{t,i}$ ),

$q_{t,i}$  mostra as vazões turbinadas do reservatório da i-ésima usina durante o estágio t,

$s_{t,i}$  vazões vertidas no reservatório da i-ésima usina durante o estágio t,

$u_t$  representa as vazões (vertida e turbinada) no estágio t,

$c_t(u_t)$  é o custo presente das decisões  $u_t$ ,

$\alpha_t(x_t)$  é o valor esperado do custo de operação do estágio t até o final do período de planejamento,

$l_{t,i}$  limites mínimos da vazão defluente,

$\bar{v}_{t,i}$  representa os limites máximos de capacidade de armazenamento,

$\underline{v}_{t,i}$  representa os limites mínimos de capacidade de armazenamento,

$\bar{q}_{t,i}$  representa os limites máximos de turbinamento,

$g_{t,j}$  representa a geração da  $j$ -ésima térmica no estágio  $t$ ,

$\underline{g}_{t,j}$  é o limite mínimo de geração térmica,

$\overline{g}_{t,j}$  é o limite máximo de geração térmica,

$d_{t,i}$  demanda por energia do  $i$ -ésimo subsistema no estágio  $t$ ,

$f_{t,i,k}$  é o intercâmbio de energia do subsistema  $i$  para o subsistema  $k$  no estágio  $t$ ,

$\overline{f}_{t,i,k}$  é o limite máximo de intercâmbio entre os subsistemas  $i$  e  $k$ ,

$\cap i$  é o conjunto de subsistemas diretamente conectados ao submercado  $i$ ,

$\beta$  é o fator de desconto.

A função objetivo representa a soma entre o custo presente e o custo futuro de operação. O custo presente engloba o custo de combustível das térmicas e o custo de não atendimento da demanda (custo de déficit). Já o custo futuro é o valor esperado das consequências das decisões de vazões turbinadas e vertidas. As escolhas não são separáveis no tempo, pois uma decisão tomada no presente afeta o nível de reservatório para o período seguinte.

A primeira restrição diz respeito ao balanço hídrico. Ela significa que o nível de armazenamento do estágio seguinte é igual ao nível de armazenamento do período atual somado a afluência da usina no estágio atual subtraído da soma entre as vazões turbinada e vertida da  $i$ -ésima usina no estágio  $t$ .

A segunda restrição mostra os limites máximos e mínimos de armazenamentos. Ela indica que o armazenamento do período seguinte tem que ser maior do que o armazenamento mínimo do estágio atual e menor do que o armazenamento máximo do estágio atual.

A terceira restrição indica que a vazão turbinada no estágio  $t$  pela usina  $i$  tem que ser menor ou igual ao máximo de turbinamento permitido pelas especificações técnicas da turbina. Essa restrição é necessária para que o modelo não apresente a opção de turbinar uma quantidade maior do que a turbina comporta.

A quarta restrição indica que a soma entre a vazão turbinada pela usina  $i$  no estágio  $t$  e a vazão vertida pela mesma usina no mesmo estágio deve ser menor ou igual ao limite máximo de vazões defluentes.

A quinta restrição do problema indica que a geração térmica da usina  $j$  no estágio  $t$  deve estar contida no intervalo entre os limites superior e inferior de geração térmica.

A sexta restrição diz respeito ao intercâmbio entre os subsistemas. Ela afirma que o intercâmbio do subsistema  $i$  para o subistema  $k$  no estágio  $t$ , em módulo, não pode ser maior do que o limite máximo de intercâmbio de energia entre os subsistemas.

A sétima e última restrição diz que a soma das vazões turbinadas com a geração térmica e os intercâmbios tem que ser igual a demanda do  $i$ -ésimo subsistema no estágio  $t$ . Em outras palavras, a demanda de todos os subsistemas tem que ser atendida em cada estágio. Essa última restrição é a mais importante para os objetivos desse trabalho, por causa do termo  $\sum_j^{nt} g_{t,j}$ . Ele indica a geração térmica, que é controlada pela ordem de mérito, isto é, elas são despachadas do menor custo variável unitário para o maior custo variável unitário (CVU). O CVU da última usina despachada pelo modelo é o custo marginal de operação do sistema (CMO). Geralmente, essa última usina é uma termelétrica movida a algum combustível fóssil, que apresenta custos de combustível elevado. Mas a teoria não impede que o CMO seja dado por uma usina que não seja termelétrica. Ele é calculado para cada semana, submercado e período de comercialização e serve de base para o cálculo do preço de liquidação de diferenças (PLD).

Vale lembrar que o problema da operação do setor elétrico é de grande porte e pode ser exposto de diversas maneiras, dependendo do objetivo de cada análise. Com relação ao horizonte de tempo, na solução do problema de curto prazo, ele pode ser considerado determinístico, pois considera apenas uma série de afluições. Já nos horizontes de médio e longo prazos, o problema da operação é considerado estocástico, pois existem 2000 séries de afluições equiprováveis.

Em resumo, as principais características do problema da operação do setor elétrico são a existência de uma relação entre a decisão tomada no presente e sua consequência futura, a impossibilidade de previsão das afluições futuras e da demanda de energia elétrica, a grande quantidade de reservatórios, necessidade de uma otimização multi-estágio e a existência de atividades relacionadas com o uso múltiplo das águas dos reservatórios. Todos esses fatores fazem com que o problema geral seja essencialmente estocástico e de grande porte (FINARDI, 1999).

Como a análise do presente trabalho precisou de um indicador monetário para mensurar a contribuição das fontes eólica e solar para o sistema interligado nacional, escolheu-se o

PLD, pois é um indicador que reflete o custo marginal de operação. A diferença entre o PLD e o CMO é que o PLD tem limites (superior e inferior) estabelecidos por regulação. Dessa forma, o PLD é igual ao CMO até chegar nos limites estabelecidos por regulação. Quando se atinge esse limite, o PLD fica constante e o CMO continua aumentando.

Na Europa e Estados Unidos, existem preços horários, formados por oferta e demanda no mercado livre de energia elétrica. Isso fez com que Hirth (2013) e Schmalensee (2014) não tivessem problema para aplicar essa metodologia de valoração das fontes para aquelas respectivas regiões. Já no Brasil, o mercado de curto prazo não apresenta preços horários, mas os contratos negociados são indexados ao PLD, de modo que ele reflete de alguma maneira o preço de curto prazo da eletricidade no país. Além disso, vale lembrar que este trabalho é a primeira tentativa de aplicar a metodologia descrita no capítulo 3 para o Brasil.

Um dos principais modelos utilizados na operação do SIN é o NEWAVE, cuja a ideia básica do problema que ele resolve foi apresentada anteriormente. Nesta ferramenta, é utilizado um conjunto de 2000 séries sintéticas de afluições, determinadas por simulação de Monte Carlo. Em cada instante do tempo, existem duas possibilidades sobre o comportamento das vazões no futuro. A primeira é que chove muito no próximo período e a segunda é que chove pouco. Se chover muito no período  $t+1$ , no período  $t+2$  pode chover muito ou pouco e assim por diante. Isso forma uma quantidade de possibilidades que cresce exponencialmente com o aumento do período considerado. Ocorre que em algumas dessas simulações da operação, o sistema apresenta déficit, isto é, a demanda não é atendida. Pelo critério estabelecido por regulamentação, o déficit não pode acontecer em mais do que 5% dos casos. Porém, o modelo por si só não se relaciona com essa questão. Ele pode dar como resultado qualquer valor de déficit, dependendo das afluições. As possibilidades dos cenários são mostradas na Figura 3:



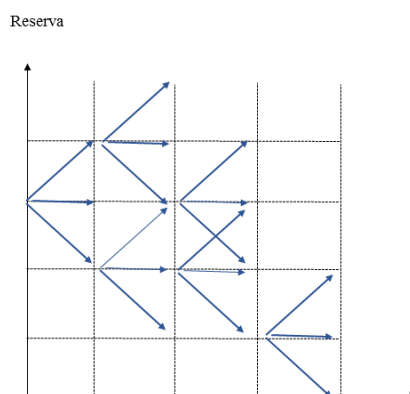


Figura 3: Processo de evolução de decisões operativas

Fonte: (D' ARAÚJO, 2009).

A função objetivo do problema da operação é minimizar o custo total da operação, que é o resultado da soma entre o custo atual e o custo futuro. O custo atual, por sua vez, é resultado do custo da geração térmica somado ao custo de déficit, que é um valor em R\$/MWh determinado exogenamente, que determina quanto custa para a sociedade ficar sem energia elétrica. Se é atribuído um alto valor ao custo do déficit, o modelo direciona a geração para o despacho das térmicas, o que encarece a operação e afeta o CMO e, por consequência, o PLD.

O custo do déficit deveria ser o mecanismo de aversão ao risco. Entretanto, como ele não reflete o real custo de não atendimento da demanda (PEREIRA JR.; DAVID; SPERA, 2010), outros mecanismos são pensados para aumentar a precisão do cálculo. Assim passou a ser usada no NEWAVE a curva guia, a curva de aversão ao risco (CAR), o nível meta e por último, o CVar. Na verdade, esses mecanismos de mensurar o risco afetam o CMO, o que implica em mudanças do PLD, que é o indicador monetário utilizado nesse trabalho. Por isso, cabem aqui algumas observações sobre as questões de risco da modelagem da operação do setor elétrico brasileiro.

A curva guia foi a primeira forma de planejamento da operação do setor elétrico. Ela surgiu na década de 1970, mas deixou de ser usada quando os modelos ganharam espaço no planejamento. Ela define o nível de partida e os requisitos de armazenamento que seriam necessários ao final de dezembro de um ano para garantir o atendimento total da carga durante o ano seguinte, mesmo com a ocorrência do ano em que o Brasil passou pelas piores vazões (1955) (FRANSCISCO, 2006).

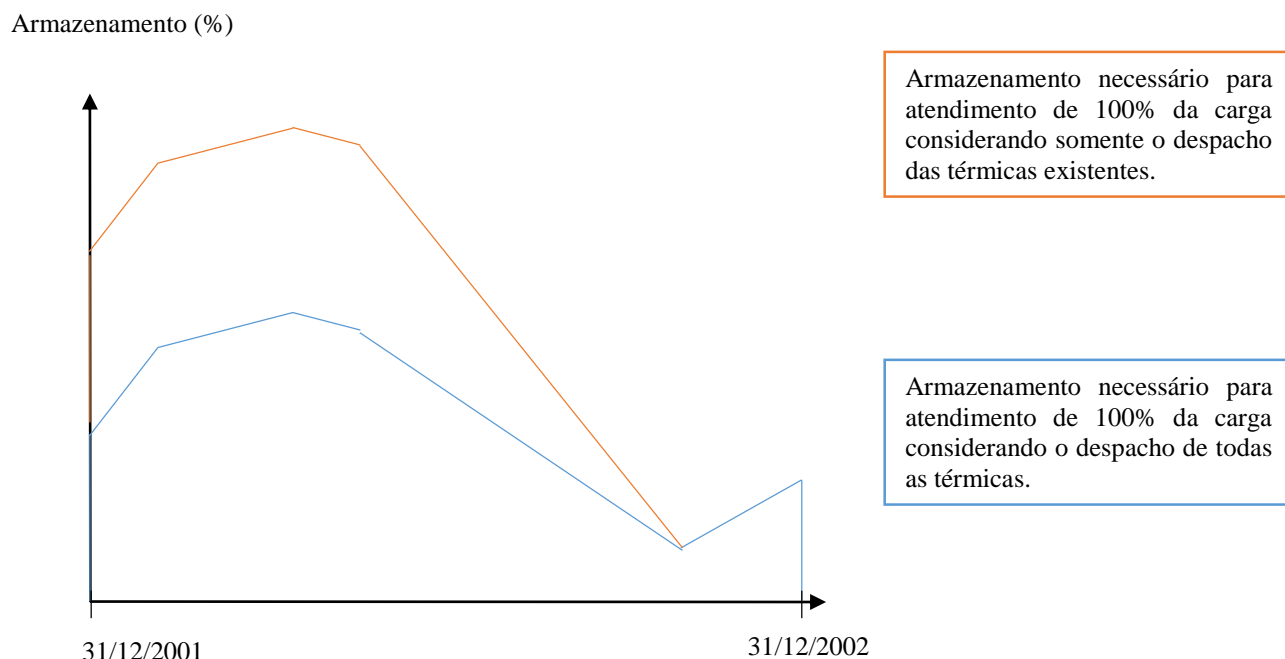


Figura 4: Curva Guia

Fonte: (FRANSCISCO, 2006).

Essa curva foi aplicada por Francisco (2006) e determinada para dois níveis de segurança, dependendo das premissas sobre o despacho das térmicas. A primeira delas considera o despacho das térmicas existentes no ano de 2001 e a segunda considera o despacho de todas as térmicas, incluindo aquelas do Programa Prioritário de Termoeletricidade e as emergenciais (FRANSCISCO, 2006). O formato da curva guia está mostrado na Figura 4.

O segundo mecanismo tratado foi a curva de aversão ao risco (CAR), criada pela resolução 109 de 24 de janeiro de 2002 pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. Ela é utilizada no Programa Mensal de Operação, elaborado e executado pelo ONS e é definida como a evolução anual dos níveis mínimos de armazenamento de cada subsistema para o pleno atendimento da carga, levando em consideração premissas sobre afluências, intercâmbios entre os subsistemas, demanda e geração térmica na base (2013b). Ela foi inspirada na antiga curva guia. O formato típico da curva de aversão ao risco é mostrado na Figura 5:

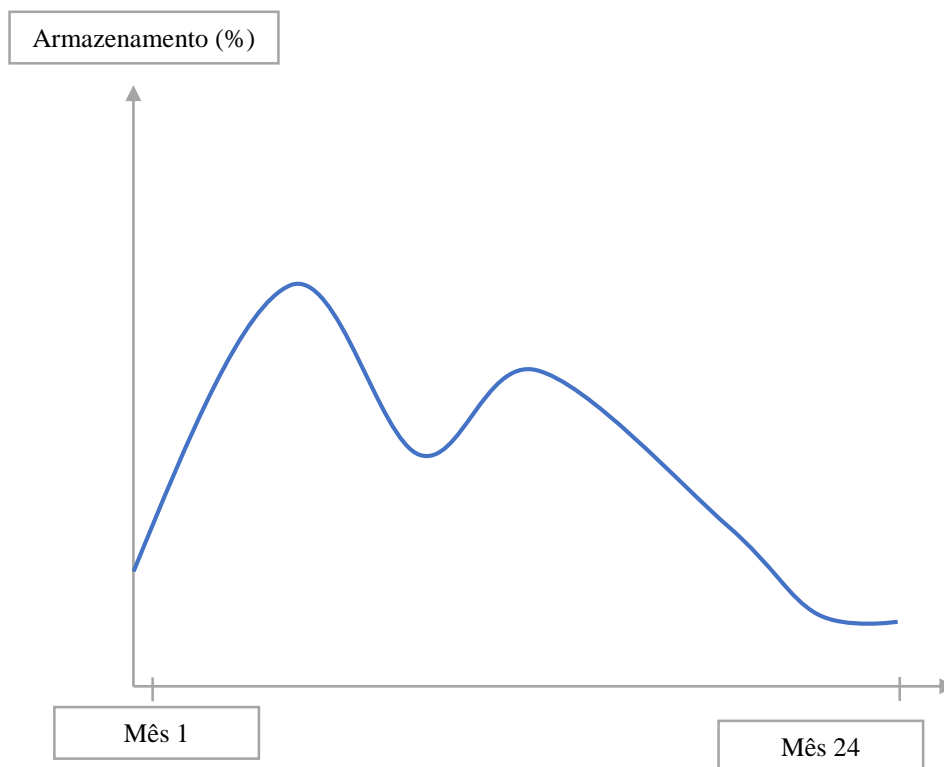


Figura 5: Formato típico da curva de aversão ao risco

Fonte: **(2013b)**.

Observa-se que a CAR apresenta maiores requisitos de armazenamento no primeiro semestre dos anos, isto é, período chuvoso. Vale citar que ela entra como restrição de armazenamento no Newave a cada período, mas essas restrições podem ser relaxadas quando o programa trabalha com cenários mais críticos do que aquele utilizado para construir a CAR. Ao ser incorporada no Newave, ele começou a considerar os requisitos de armazenamento mínimos, melhorando a forma de valorização das decisões operativas, evitando o uso de uma vez só de todos os recursos operativos disponíveis (ONS, 2013b).

A CAR é desenvolvida para o biênio seguinte, isto é, os seus valores no primeiro ano são condicionados ao atendimento da carga no segundo. Ela é feita para cada subsistema e atualizada uma vez por ano. Isso ocorre porque à época da sua criação o governo se preocupava com o racionamento e esse horizonte era interessante para a implementação de medidas emergenciais, como a construção de novas térmicas e o início de operação daquelas já construídas (ONS, 2013b).

A atualização anual das CAR faz com que os níveis mínimos de armazenamento sejam revistos e substituídos a cada ciclo de planejamento da operação, até o segundo ano, pois

a CAR é bianual. Isso cria um problema para o modelo, que interrompe o reconhecimento das restrições de armazenamento a partir do terceiro ano (ONS, 2013b).

Por isso o ONS, a partir de 2013, defendeu a extensão do prazo das CAR para cinco anos, de modo a compatibilizar com o período de planejamento de médio prazo. Isso fez surgir a CAR quinquenal, que estabelece um limite superior para as CAR estabelecidas bianualmente. Como a CAR apresenta requisitos de armazenamento maiores no primeiro ano, a CAR quinquenal de cada subsistema é formada pela envoltória desse período.

O terceiro mecanismo abordado é o nível meta. Após a CAR, um conjunto de procedimentos operativos para subsidiar o despacho termelétrico fora da ordem de mérito, aumentando a segurança do sistema foi estabelecido, ficando conhecido como Procedimentos Operativos de Curto Prazo (POCP). Eles surgiram pela já citada possibilidade de violação da CAR (JÚNIOR, 2013). O objetivo do POCP é garantir que, no final do período seco, haja água suficiente nos reservatórios para atender a demanda no ano seguinte, mesmo que volte a ocorrer a pior seca observada no histórico. O nível meta está inserido nesse conjunto de procedimentos. O primeiro deles consiste em calcular o despacho por ordem de mérito. Em segundo lugar é realizada uma simulação que considera o despacho de todas as termelétricas. Por fim calcula-se a quantidade de térmicas a serem despachadas fora da ordem de mérito para que o nível dos reservatórios no final do período seco não seja menor do que um nível meta estabelecido (COSTA JR, 2009).

Ainda sobre o POCP, é possível afirmar que ele busca aumentar a segurança do sistema por meio da garantia do atendimento da carga nos dois primeiros anos do horizonte, considerando hipóteses conservadoras de ocorrência de afluições e de requisitos mínimos de armazenamento ao final de cada mês do Programa Mensal da Operação, visando um determinado estoque de água nos reservatórios ao final do período seco, denominado nível meta (JÚNIOR, 2013).

Em outras palavras, o nível meta é um nível de armazenamento estabelecido pelo ONS, com o objetivo de garantir que, ao final do período seco, os reservatórios estejam com níveis capazes de atender toda a demanda do ano seguinte, mesmo que o país enfrente uma das piores secas já observadas no histórico. É a mesma ideia da curva guia, só que aplicada em um contexto diferente e determinada por um agente que não existia na época

de criação dessa curva. A diferença é que a curva guia também determinava o nível de partida, enquanto o nível meta estabelece apenas o valor do nível de armazenamento.

A CAR e o nível meta se relacionam na medida em que ela serve como ponto de partida para o cálculo do nível meta. O nível de segurança a ser estabelecido segue um algoritmo recursivo e parte do valor da CAR em vigor ao final do período úmido seguinte. A partir desse valor, o nível meta será função da hidrologia crítica do histórico de vazões no período chuvoso, visando garantir o suprimento da demanda do ano seguinte. Em outras palavras, o nível meta é calculado considerando o pior cenário de vazões do histórico do período chuvoso. Baseado no critério de segurança adotado, é estabelecida uma série de vazões de referência para o cálculo do nível meta. O risco em não se atingir o nível meta é o parâmetro utilizado para a escolha da série de afluições (ONS, 2008).

Diferentemente da CAR que é estabelecida para cada subsistema, o nível meta foi proposto e estabelecido apenas para os sistemas Sudeste/Centro Oeste e Nordeste. Para os subsistemas Sul e Norte serão consideradas as restrições de armazenamento, estabelecidas pela CAR ou pelo Programa Mensal da Operação desenvolvido pelo ONS. Outra diferença entre a CAR e o nível meta é que ela estabelece níveis de armazenamento a serem cumpridos a cada mês. Já o nível meta apenas indica qual deve ser o nível dos reservatórios ao final do período seco.

A cada Programa Mensal da Operação são estabelecidas possibilidades de violação do nível meta no subsistema e, se necessário, procedimentos operativos por meio da antecipação do despacho termelétrico ou outras medidas como intercâmbio entre subsistemas e importação de energia, objetivando a não violação dos níveis de segurança mensais.

A última tentativa de melhorar a confiabilidade da resposta operativa do sistema foi a introdução do *Conditional Value at Risk* (cVar). Ele tem sido introduzido na função objetivo do problema da operação do sistema, com a ideia de reduzir os custos dos cenários que apresentam déficits de energia elétrica, o que aumentaria a segurança da operação do sistema (JÚNIOR, 2013).

O cVar visa incorporar o custo dos cenários mais críticos no cálculo da operação, de forma conjunta com a minimização do valor esperado. A função objetivo apresenta a minimização do custo total, que é composto pelo custo presente de operação e o custo futuro. O custo futuro, por sua vez, é dividido em uma média ponderada, onde é dado

peso para o valor esperado do custo e peso para o custo referente aos cenários hidrológicos mais críticos, de acordo com a equação que segue:

**$\text{Min } CP + (1 - \lambda)E[\text{min } CF] + \lambda \text{cVar}_{\alpha}[\text{min } CF1]$** , onde:

CP = custo presente da geração térmica mais déficit;

CF = custo futuro da geração térmica mais déficit;

CF1 = custo futuro da operação nos cenários hidrológicos mais críticos;

$\lambda$  = parâmetro que fornece o peso para o custo dos cenários mais críticos;

$\alpha$  = parâmetro que fornece o nível de risco. Indica o percentual do total dos cenários do período que será considerado com custo adicional (MME,2013a).

Ao analisar a nova função objetivo e sabendo que o CF1 representa o custo futuro nos piores cenários, percebe-se que a metodologia cVar valoriza mais a água, estimulando o despacho antecipado das térmicas, de modo a garantir uma segurança maior para o sistema, porém com um custo maior (MME, 2013a).

Apesar do uso da média ponderada, observando a nova função objetivo, fica claro que foi adicionado um termo que penaliza o gasto de água nos 5% piores cenários, pois dá um valor maior para ela e tende a aumentar o custo de operação.

Em resumo, o cVar foi o mecanismo de aversão ao risco que encontrou a melhor solução de compromisso entre custo e segurança do sistema, buscando antecipar o despacho das térmicas com os menores custos unitários de operação, evitando assim níveis indesejáveis de armazenamento nos reservatórios, minimizando o risco de déficit, mas sem onerar mais do que o necessário os custos de operação do sistema (MME, 2013a).

Dito isso, é perceptível que as diferentes formas de se relacionar com o risco afetam o cálculo do CMO e consequentemente o valor do PLD, que será o indicador monetário utilizado neste trabalho. Reiterando, o propósito da exposição das questões de risco é mostrar que elas afetam o PLD. A próxima seção mostra o impacto da introdução de fontes intermitentes no SIN.

## **2.2 Impactos da introdução de fontes intermitentes**

As novas fontes renováveis têm um papel importante no sistema elétrico brasileiro e tendem a contribuir cada vez mais com ele. Mas também apresentam pontos que merecem cuidados, o que aumenta a complexidade do sistema. A presente seção trata dos impactos primeiramente da energia eólica e, posteriormente, da energia solar para o sistema elétrico brasileiro.

Por exemplo, entre as vantagens da energia eólica está o fato da não emissão de poluentes na operação. Ela também não gera resíduos, os parques eólicos são compatíveis com outras formas de utilização do solo, como agricultura e criação de gado, reduz a dependência de combustíveis fósseis, melhora a economia local e a oferta de empregos, entre outras vantagens (FERREIRA, 2008).

Entre as desvantagens, a principal é a intermitência, isto é, não está sempre disponível, uma vez que depende de uma fonte da natureza que não se apresenta constantemente. Outra desvantagem é a poluição sonora, gerada por conta do ruído constante da operação do aerogerador. Além disso, a energia eólica pode afetar o comportamento migratório das aves, além das pás atingirem algumas aves. Existe também a modificação das paisagens, entre outras desvantagens. Vale citar que a tecnologia continua avançando e essas desvantagens estão sendo minimizadas gradualmente (FERREIRA, 2008).

Dito isso, surge a questão de qual seria o limite possível para inserção em termos energéticos no sistema sem causar custos adicionais nem redução da segurança do sistema (BEZERRA, 2013). Uma ideia inicial para responder vem do fato de que as hidrelétricas com grandes reservatórios têm a capacidade de regularizar o sistema, absorvendo a variabilidade sazonal e interanual da eólica. O problema é que pelas questões ambientais associadas a esse tipo de geração, as usinas a fio d'água tem ganhado espaço em relação às grandes hidrelétricas. Mesmo capazes de absorver flutuações de curto prazo na geração eólica, não existe garantia de que as hidrelétricas do sistema tenham capacidade suficiente para atender à demanda máxima instantânea nos horários mais críticos do dia, surgindo uma segunda questão que é qual seria o limite para a inserção eólica, em termos energéticos, sem causar custos adicionais devido ao acionamento de termelétricas para o atendimento à ponta (BEZERRA, 2013).

Bezerra (2013) criou cinco cenários de inserção da eólica e avaliou seus impactos. Sobre as premissas para a elaboração dos cenários, em todos eles a oferta termelétrica continua igual a de 2016, isto é, 26 GW. Todos os cenários respeitam a expansão hidrelétrica do PDE 2021, 27 GW. Sobre a potência adicional em relação ao já contratado de eólicas, ela é fornecida em igual proporção por cada uma das quatro principais unidades federativas em termos de potencial. São elas Rio Grande do Norte, Bahia, Ceará e Rio Grande do Sul. Outra premissa comum aos cenários é que conforme a potência instalada aumenta, o fator de capacidade médio de cada localidade diminui, indicando que os melhores locais já foram explorados. O cenário de menor introdução adicional de eólica considera nenhuma contratação nova a partir de 2013. Os cenários alternativos consideram diferentes níveis de inserção eólica, representados em diferentes capacidades instaladas. Em outras palavras, o que varia de um cenário para o outro é o montante de energia eólica. (BEZERRA, 2013).

A análise inicial dos dados de velocidade de vento da base de dados NCAR/NCEP e dados meteorológicos da base MERRA (*Modern Era Retrospective analysis for Research and Applications*) mostrou que o Rio Grande do Sul apresenta um perfil mais constante ao longo do ano e as outras três localidades se mostram com sazonalidade inversa à sazonalidade das hidrelétricas (BEZERRA, 2013).

O estado do Ceará mostrou a maior variabilidade sazonal e interanual. Em termos de correlação entre as séries históricas, o Rio Grande do Sul praticamente não se relaciona com as outras e Ceará e Rio Grande do Norte apresentam o maior coeficiente de correlação. Isso é explicado pela localização de cada estado (BEZERRA, 2013).

Schmidt (2014a) também trabalhou com esses dados, dados do INMET e do ECMWF e chegou ao mesmo resultado, isto é, a maior correlação acontece entre os estados da Bahia e do Rio Grande do Norte, enquanto que o Sul apresenta a menor correlação com todos os estados. É razoável imaginar que estados mais distantes apresentem uma correlação menor. Também se observa que o Ceará é o estado que apresenta a maior variabilidade no ano.

Entre os resultados da análise de Bezerra (2013), destaca-se o impacto da inserção eólica no PLD. Observa-se que o PLD é monotonicamente decrescente a partir de um nível de inserção igual ou maior a 12 GW. Essa situação se estendeu até 64 GW, de modo que o



sistema se mostrou capaz de absorver essa quantidade de eólica sem aumento do PLD (BEZERRA, 2013).

Sobre o risco de déficit, para níveis de 8 até 32 GW, o risco de déficit se mantém constante em torno de 2 e 2,5%. Já para uma inserção de 64 GW o risco de déficit aumenta para 4,2%. Ao manter o risco em um patamar fixo de 3% chegou-se a inserção máxima de 50 GW.

Em resumo, a análise de Bezerra (2013) mostra que uma matriz elétrica com 15% de eólicas (aproximadamente 40 GW), 24% de térmicas e 61% de hidrelétricas é aceitável em termos energéticos sem gerar sobrecustos. O risco de déficit dessa configuração para o submercado do Sudeste foi de 2,8% e o risco de despacho termelétrico para o atendimento da ponta foi de 30%.

Outra observação interessante é que existem formas de aumentar a participação eólica para além do indicado, como a utilização de hidrelétricas com reservatórios e termelétricas flexíveis (BEZERRA, 2013).

Com relação a energia solar fotovoltaica, as vantagens são a não emissão de gases estufa durante o uso, a fácil instalação dos sistemas e a modularidade. Especialmente no Brasil, adiciona-se o grande potencial de insolação quando comparado com outros países do mundo e a disponibilidade de silício para a futura produção nacional de placas fotovoltaicas. Outra vantagem é a criação de um mercado nacional que pode gerar empregos (12 a 14 homens-hora/GW contra 3 a 4 homens-hora/GW da nuclear por exemplo) (GONZALEZ, 2010).

Entre as desvantagens da fotovoltaica, está o processo de produção de painéis energo-intensivo, de modo que a energia gasta demora de 1 a 4 anos para ser recuperada, dependendo do tipo de tecnologia (COMPANY, 2008). Outro ponto que merece destaque é o risco de contaminação dos trabalhadores pelo contato com substâncias pesadas. Além disso, o processo de extração do minério deve ser realizado com atenção, seguindo as normas e medidas de segurança (GONZALEZ, 2010). Sem contar que essa fonte ainda não se apresenta competitiva no Brasil e que a fotovoltaica, diferentemente da CSP (*Concentrating Solar Power*) que tem possibilidade de acumulação, é atrelada ao momento do dia em que tem sol.

Dito isso, a pergunta sobre qual seria o limite possível de inserção no sistema em termos energéticos sem causar custos adicionais nem redução da segurança do sistema também aparece para a fonte solar. Gemignani, Kagan e Castro (2014) simularam diferentes cenários de inserção dessa fonte no médio prazo, considerando o volume de energia ofertada e a localização das potenciais usinas.

Gemignani, Kagan e Castro (2014) simularam também produções mensais (valor médio mensal) para três patamares de carga, de modo que o tipo de geração (fotovoltaica ou CSP sem armazenamento) e o tamanho da usina (grandes centrais ou geração distribuída) não influenciam em termos energéticos. Pode-se afirmar que as diferenças tecnológicas e de porte da usina não impactam os resultados do estudo.

Os cenários iniciais se basearam no PDE 2021 (Plano Nacional de Expansão de Energia 2021 da Empresa de Pesquisa Energética). O cenário base considera duas situações: na primeira o mercado de eletricidade brasileiro é atendido em 1% com energia solar, enquanto que na segunda, 3% do mercado é atendido com essa fonte. Esse cenário se completa com uma potência instalada prevista de cerca de 190.000 MW e um consumo de 90.000 MW médios (2012b).

As sensibilidades consideraram os casos em que 1% e 3% da demanda é atendida pela fonte solar no mesmo subsistema e os casos em que 1% da demanda é atendida por solar em subsistemas diferentes. Dessa forma, além do cenário base, surgiram mais quatro casos: 1) toda a geração solar no subsistema SE/CO com 1% do mercado sendo atendido, 2) toda a geração no SE/CO com 3% do mercado sendo atendido, 3) toda a geração no NE com 1% do mercado sendo atendido e 4) SE/NE com geração repartida igualmente, totalizando a mesma oferta de SE com 1% (GEMIGNANI; KAGAN; CASTRO, 2014).

As variáveis analisadas foram risco de déficit, custo marginal de operação, custo total de operação e valor equivalente da energia gerada. Os resultados mostram que o risco de déficit não muda muito com a entrada da solar correspondendo a 1% do mercado. Já para 3% do mercado, o risco de déficit pode reduzir em até 20% (de 2,0% para 1,6%). Com relação ao custo marginal de operação, ele se reduziu em todas as simulações, seja na localidade da usina ou no volume da oferta. Além disso, a variação no volume da oferta impacta significativamente o CMO. Sobre o custo médio de operação, a localização não interfere tanto, mas a oferta incremental gera uma redução de cerca de 10% nesse custo. Sobre o custo de operação, ele pode apresentar reduções significativa. Já o custo de

operação evitado teve um resultado proporcional à penetração de energia solar no sistema. O benefício, em R\$/MWh, se manteve constante para os dois percentuais de energia solar (1% e 3%).

Dentre os possíveis estudos futuros, está a possibilidade de realização de uma análise mais detalhada pode ser realizada com um modelo de operação horária, considerando custo de partida das máquinas, restrições horárias e estocasticidade do recurso solar. Outra análise pode retirar parte do parque gerador existente e substituí-la por solar, com o objetivo de verificar o impacto dos mesmos parâmetros para o sistema.

### 3 Metodologia e Revisão Bibliográfica

Como foi visto, as novas fontes renováveis apresentam vantagens e desvantagens para o sistema. Neste trabalho será apresentada uma metodologia para avaliar os benefícios de tais fontes para o sistema, exposta em Hirth (2013) no chamado modelo de fator de valor, que verifica a contribuição da fonte para o sistema, considerando a receita a ser adquirida com a produção da fonte e comparando-a com a receita média adquirida pelos produtores no mercado de eletricidade.

Esta abordagem foi escolhida para este trabalho pelo fato de permitir incorporar na análise a localização das usinas, assim como a variabilidade temporal das produções geradas por essas fontes, de modo a determinar quais são os locais mais interessantes para se instalarem usinas eólicas e painéis fotovoltaicos no Brasil.

Sendo assim, Hirth (2013) define valor como o valor de mercado das novas fontes renováveis, isto é, receita que os geradores podem obter no mercado, sem considerar renda vinda de subsídios. Para isso ele define o chamado “fator de valor”, de acordo com a Equação 1:

Equação 1: Definição de fator de valor

$$FV = média(Valor_t) / [média(CMO_t) * média(Produção renovável_t)] ,$$

onde:

Valor: vetor que representa o produto entre o CMO e a produção renovável. Ele indica a receita que o produtor receberia em cada semana, de acordo com a variação no CMO ( $Valor_t = Produção\ renovável_t * CMO_t$ ),

CMO: Custo Marginal de Operação. O indicador do CMO utilizado foi o PLD e

Produção renovável: vetor que representa a produção da fonte renovável.

Uma análise dimensional mostra que o fator de valor é uma grandeza adimensional, pois divide-se uma grandeza em reais por MWh por outra variável com a mesma unidade.

Um exemplo numérico pode tornar a ideia mais clara. Suponha um parque de geração de energia elétrica com uma hidrelétrica a fio d`água, uma turbina eólica, uma usina solar fotovoltaica e seis termelétricas, acionadas quando a demanda não é atendida pela produção renovável. Elas se diferenciam basicamente pelos seus custos variáveis.

Imagine um horizonte de seis semanas. A premissa de demanda semanal do sistema está mostrada na Tabela 1.

Tabela 1: Demanda semanal para o exemplo numérico

Semana	Demanda (MWh)
1	3000
2	3100
3	3150
4	3300
5	3500
6	3550
<b>Total</b>	19600

Fonte: Elaboração própria.

As informações sobre o parque se apresentam na Tabela 2. De acordo com a configuração do parque desenhado e com os fatores de capacidade das usinas de fontes renováveis, a demanda que não é atendida pelas usinas PCH, eólica e solar, será atendida pelas térmicas, que vão sendo despachadas por ordem crescente de CVU.

Tabela 3 mostra a produção semanal de cada usina, a parcela da demanda atendida pelas usinas térmicas e o CMO por semana:

Tabela 2: Informações sobre um sistema elétrico

	Custo Variável (R\$/MWh)	Capacidade instalada (MW)
PCH	1,00	1000
Eólica	1,50	2000
Solar	0,00	15000
Térmica 1	250,00	100
Térmica 2	300,00	120
Térmica 3	400,00	200
Térmica 4	550,00	300
Térmica 5	650,00	400
Térmica 6	800,00	500

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3: Produção semanal, parcela da demanda atendida por térmica e CMO

	Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4	Semana 5	Semana 6
<b>Produção PCH (MWh)</b>	800	700	150	100	400	0
<b>Produção Eólica (MWh)</b>	1700	1500	1650	1485	700	0
<b>Produção Solar (MWh)</b>	450	750	1050	1155	1350	2400
<b>Parcela Térmica (MWh)</b>	50	150	300	560	1050	1150
<b>CMO (R\$/MWh)</b>	250	300	400	550	650	800

A Figura 6 mostra a evolução da produção renovável.

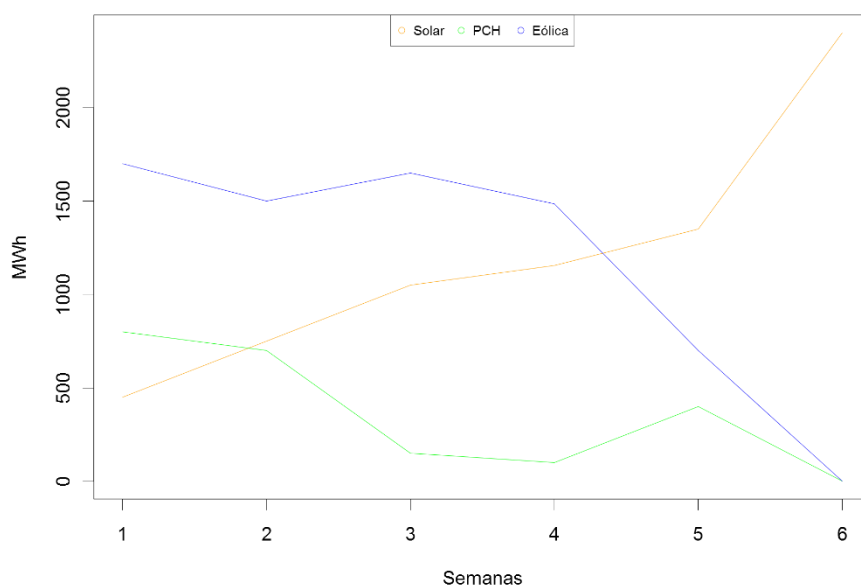


Figura 6: Produção renovável do sistema elétrico

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se pela Figura 6 que a produção solar aumenta a cada semana, indicando que o local onde a usina está instalada permite um fator de capacidade crescente. Já as duas outras fontes, PCH e eólica oscilam e terminam o período com a produção nula.

A Figura 7 mostra a evolução do CMO ao longo dessas semanas. Observa-se que ele aumenta a cada semana, indicando a necessidade de despacho de uma termelétrica com CVU mais elevado. Isso se faz necessário devido a queda da produção renovável, PCH e eólica, a partir da terceira semana.

Como resultado, a Figura 8 traz os fatores de valor calculados para as três fontes renováveis que fazem parte do sistema criado neste exemplo.

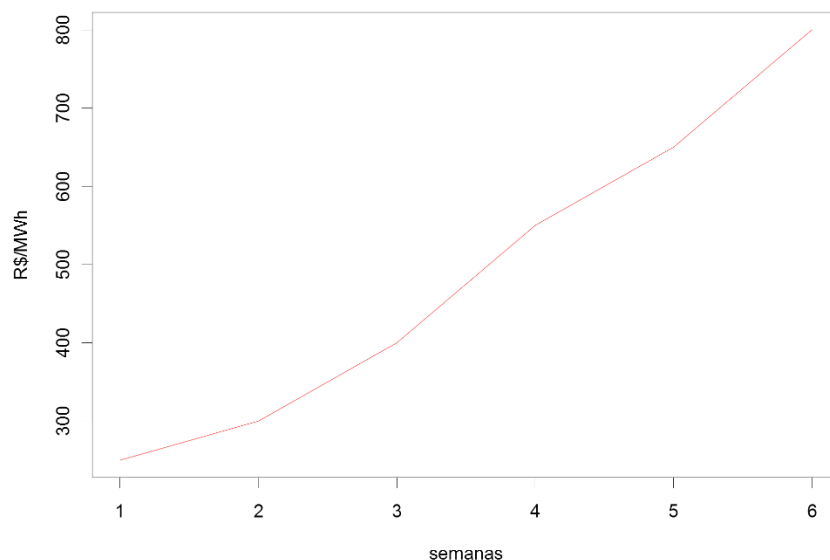


Figura 7: CMO para as seis semanas do exemplo numérico

Fonte: Elaboração própria.

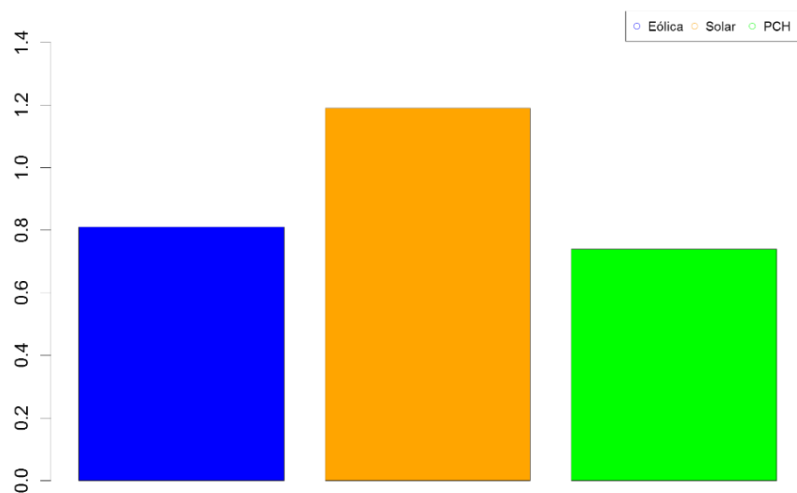


Figura 8: Fatores de valor das fontes renováveis

Fonte: Elaboração própria.

Em posse desses dados, ao aplicar a fórmula da Equação 1, chega-se aos fatores de valor 0,81, 1,19 e 0,74 para eólica, solar e PCH respectivamente. O significado é que, para a fonte solar, o fator de valor correspondente aquelas determinadas seis semanas foi 19% maior do que a sua média. Já para a fonte eólica, o fator de valor indica que para aquelas semanas e naquele determinado local onde a usina está instalada, o fator de valor foi 21% menor do que a média, determinando que a sua produção não ocorre no momento em que o sistema mais necessita. Já para a PCH, o fator de valor é menor do que a média em 26%. Vale ressaltar que o horizonte de seis semanas é pequeno para se tomar conclusões como essa, mas esse foi um simples exemplo para ilustrar a metodologia.

Este exemplo mostra que a metodologia do fator de valor pode ser introduzida e aplicada no problema da operação do setor elétrico. Vale lembrar que o exemplo exposto é pouco realista, pois não considera hidrelétricas com reservatórios de armazenamento, não tem restrições de transmissão, de disponibilidade de combustível, entre outras simplificações.

Uma análise recorrente no trabalho foi a comparação entre fator de capacidade e fator de valor das diversas localidades. Por isso se faz necessária a definição de fator de capacidade e como ele foi usado neste processo:



$$FC = \Sigma P / CAP * n ,$$

onde:

P = produção simulada do local em questão,

CAP = capacidade da turbina, que foi suposta constante e igual a 1 MW e

n = número de horas de funcionamento da turbina.

Como a capacidade é a mesma para todos os sítios, é possível avaliar apenas o impacto do recurso natural na análise do fator de valor.

Prosseguindo, Hirth (2013) fez um extenso trabalho sobre a contribuição dessas fontes na Europa, com duas abordagens sobre o assunto. A primeira seria a de curto prazo. Ela não capta o efeito de uma maior participação das novas fontes renováveis sobre o sistema elétrico, pois o investimento é exógeno. Isso significa que ele não é modelado. A segunda abordagem é de longo prazo, em que o investimento é modelado, uma vez que são consideradas maiores taxas de penetração dessas fontes. Em outras palavras, para estimar o valor em mercados com altas participações de eólica e solar, o investimento pode ser modelado levando em conta o estoque de capital. Se o parque atual for mantido constante, o valor das fontes ficaria viesado para baixo.

Ele utilizou duas formas para fazer esse estudo. Primeiramente, um modelo que foi chamado de “modelo de fator de valor”, que utiliza séries de tempo de produção renovável e preços de eletricidade e calcula esses fatores a partir da razão entre a média ponderada do preço horário da energia gerada pela fonte em questão e o preço base (média ponderada do preço da eletricidade no dia). Reiterando, o foco desse trabalho será o cálculo desses fatores de valor para as fontes eólica e solar em diversas localidades do Brasil, através da terceira metodologia adotada por Hirth (2013).

Em segundo lugar, Hirth (2013) usou um modelo de otimização, que guarda semelhanças com o Newave (MARCEIRA, 2001). Criado para resolver o problema do planejamento da operação de um sistema hidrotérmico, ele tem como objetivo determinar a operação para cada unidade geradora do sistema de modo que minimize o custo esperado de operação ao longo do período de planejamento (MARCEIRA, 2001). O objetivo de Hirth (2013) ao usar um modelo de otimização nesses moldes era estimar os fatores de valor para diferentes percentuais das fontes eólica e solar na matriz elétrica da Alemanha, sob

diferentes preços e políticas, tanto no médio quanto no longo prazo. O modelo utilizado minimiza os custos totais de geração com respeito a investimento, produção e decisões de comércio, considerando as restrições técnicas.

Hirth (2013) aplicou essas metodologias para a Alemanha, onde o preço de mercado é calculado por hora. Ele é formado por oferta e demanda. Cada agente gerador apresenta a bolsa de eletricidade uma curva em que garante uma certa quantidade de eletricidade em MW e vende por uma certa quantidade em euros/MWh. A partir da soma da curva de oferta de cada produtor individual, o órgão regulador obtém a curva de oferta do mercado de eletricidade, também chamada de curva de mérito, uma vez que os produtores são ordenados por ordem crescente de preço. Por outro lado, os consumidores, representados pelas distribuidoras e grandes consumidores, apresentam uma curva em que aceitam comprar uma certa quantidade de eletricidade por um certo preço em euros/MWh. Através da soma das demandas individuais têm-se a demanda do mercado de eletricidade para uma determinada hora do dia. Uma observação importante é que tanto os produtores quanto os consumidores têm curvas para cada hora do dia, resultando em uma curva de oferta do mercado e uma de demanda do mercado horárias. A interseção dessas curvas gera o preço da eletricidade em determinada hora do dia, que é utilizado por Hirth (2013).

Os resultados mostram que conforme aumenta a participação da fonte (tanto eólica quanto solar) na matriz seu valor diminui. Isso é claro porque os custos marginais de operação dessas fontes são menores do que os das outras fontes que utilizam combustível. Ao incrementar a participação de fontes com custos marginais de operação menores, o preço da eletricidade, que reflete o custo marginal de operação, tende a se reduzir também e isso faz com que o valor diminua.

Hirth (2013) também verificou o impacto das taxas de penetração crescentes nos fatores de valor. Para isso foi feito um modelo econométrico de regressão linear múltipla, em que o fator de valor é função das participações das fontes e de variáveis “dummies” representando as térmicas. Essa análise foi feita apenas para a eólica, devido a quantidade e qualidade dos dados. Os resultados apresentaram um coeficiente de -0,26 significativo a 5%. Isso significa que quando a participação da energia eólica na matriz elétrica aumenta em 1%, o fator de valor dessa fonte se reduz em 0,26% com 95% de confiança. Porém, essa análise apresenta algumas ressalvas, como o pequeno número de observações, pequenas taxas de penetração analisadas, quando em comparação com aquelas esperadas no longo prazo e quando os mercados próximos também aumentarem as participações

dessas fontes em suas matrizes, o potencial do benefício do comércio será menor e os fatores tendem a se reduzir (HIRTH, 2013). Dessa forma, a análise econométrica se mostra interessante apenas para o curto prazo.

Já para o longo prazo, o modelo já citado de despacho foi usado. Como o fator de valor utiliza um indicador de preço, é interessante modelar a operação e expansão do sistema para chegar aos custos marginais do sistema e, a partir da correlação com a produção, obter os fatores de valor das novas fontes renováveis.

Hirth (2013) utilizou um modelo que minimiza os custos totais com respeito a investimento, produção e decisões de comércio, considerando restrições técnicas. As hipóteses de mercados perfeitos e completos e demanda perfeitamente inelástica ao preço fazem com que o valor de mercado das fontes se reflita na igualdade entre benefício marginal para a sociedade e renda do investidor no mercado. Os custos totais são compostos por custo de capital, combustíveis e carbono, geração, transmissão e estoque. As variáveis de decisão do modelo são produção por hora, investimento e desinvestimento em cada tecnologia.

O modelo simula a geração de eletricidade por onze tipos de tecnologias diferentes. Entre eles, solar, eólica, carvão, ciclo combinado com turbina a gás, entre outros. Entre suas limitações, estão o fato de não representar as hidrelétricas, nem as mudanças tecnológicas e considerar a demanda inelástica ao preço (HIRTH, 2013).

Os resultados de médio prazo para a eólica mostram que para taxas de penetração menores do que 5%, o fator de valor da eólica é maior do que a média, ficando em torno de 1,1. Conforme a penetração aumenta, o fator de valor cai a 1,0, por conta do efeito correlação entre as usinas. Existe também o efeito gerado pela ordem de mérito, fazendo com que o valor fique abaixo de 0,8 quando a eólica representa 15% da matriz elétrica do país. A ordem de mérito preferencial para as fontes renováveis intermitentes faz com que a eólica seja despachada no momento em que ela gera. Como seus custos marginais de operação são menores do que as outras fontes, o fator de valor é puxado para baixo (HIRTH, 2013).

Em termos de valores absolutos de mercado, o preço da eólica fica abaixo do preço base da eletricidade. Já os custos da eólica são maiores do que o seu preço, indicando necessidade de subsídios para o setor. Em números, a renda média dos geradores eólicos cai de 73,00 euros/MWh para 18 euros/MWh, enquanto o preço base cai de 66 euros/MWh para 35 euros/MWh (HIRTH, 2013).

Hirth (2013) também calculou os fatores de valor para alguns países da Europa, mostrando que eles evoluem de forma semelhante, reduzindo o fator de valor conforme aumenta a penetração da fonte eólica. Porém a França é uma exceção, pois seu fator de valor se reduz mais rapidamente, em decorrência do fato desse país apresentar uma grande participação de térmicas nucleares, com custos marginais de operação menores do que as térmicas a combustíveis fósseis dos outros países analisados. No caso francês, quando adiciona-se a eólica, os custos marginais de operação caem mais rapidamente, uma vez que eles partem de uma base de custos menor do que a do resto da Europa.

Os resultados para a fonte solar mostram o fator de valor saindo de 0,9 e se reduzindo até 0,4 com uma participação chegando a 15% dessa fonte. Hirth (2013) afirma, ainda que uma característica fundamental dessa fonte de energia é que sua produção se concentra em um certo número de horas.

A análise de longo prazo mostra que o valor de longo prazo é maior do que o valor de médio prazo, porque a penetração das renováveis diminui a geração térmica, que reduz a sua utilização média, aumentando os custos de capital.

Além disso, Hirth (2013) fez uma análise de sensibilidade. Os fatores que variaram foram o preço do carbono, preço dos combustíveis das térmicas, a capacidade de transmissão, armazenamento e geradores convencionais.

Em resumo, se a capacidade instalada das fontes renováveis é alta, o efeito da ordem de mérito diminui seu valor. Além disso, a análise de sensibilidade concluiu que apenas um preço de carbono elevado não é suficiente para dar competitividade a essas fontes com elevadas frações de participação na matriz elétrica da Europa.

Já Schmalensee (2014) aplicou uma metodologia semelhante para os Estados Unidos (EUA). Ele usou dados de vinte e cinco plantas eólicas e nove solares dos EUA, examinando fatores de capacidade, produção média e outros aspectos da intermitência.

Ele afirma que o principal subsídio fornecido pelo governo federal para a fonte solar é uma taxa de crédito de 30% do valor do investimento. Já para a fonte eólica, o principal subsídio foi uma taxa de crédito de 23 dólares/MWh.

A definição de fator de valor usada por Schmalensee (2014) é igual àquela usada por Hirth: razão entre a média ponderada dos preços de curto prazo dos geradores das fontes renováveis e a média do preço de curto prazo da eletricidade.

Schmalensee (2014) mostrou que existe uma variação da produção na usina e entre as usinas ao longo do tempo. Para outras tecnologias, as médias históricas podem representar um bom indicador para prever a produção das usinas individuais, mas isso não se aplica para as fontes eólica e solar, pois o local selecionado é importante e a performance da tecnologia varia com o tempo, devido a disponibilidade do recurso.

Baseado no resultado de que as usinas eólicas e solares são diferentes entre si, Schmalensee (2014) afirma que trata-las como idênticas pode trazer resultados inesperados para propósitos de planejamento. Por exemplo, incentivar a produção renovável quando o preço spot da eletricidade está negativo traz custos para a sociedade. O que ocorre em mercados organizados é o incentivo apenas quando o preço spot está positivo ou ainda apenas no máximo valor do preço spot. Nas regiões que não reconhecem o valor da produção, o incentivo é baseado na tarifa *feed-in* convencional: é dado um montante além do preço, de modo que os produtores eólicos e solares tenham acesso a uma receita maior do que os outros produtores. Schmalensee (2014) afirma que esse mecanismo ignora as mudanças no valor da eletricidade ao longo do tempo.

Além disso, Schmalensee (2014) afirma que existe uma clara diferença entre as performances regionais de cada usina, representada nos fatores de capacidade observados. Um problema encontrado nos Estados Unidos é a instalação de algumas usinas em locais que geram uma performance pior pelo desejo político de criar empregos em determinado estado da federação. Portanto, ele conclui afirmando que uma política federal bem estruturada pode trazer uma economia muito maior em termos de dólares gastos do que um conjunto de programas estaduais que restringem a instalação das usinas por limites estaduais, comprometendo o aproveitamento integral dos recursos energéticos do país.

Dito isso, é possível observar que a metodologia do fator de valor foi aplicada para a Europa e para os Estados Unidos, sem registros de aplicação no Brasil. Ela é aplicável ao caso brasileiro, pois tem potencial para refinar a escolha do local de onde devem ser instalados os empreendimentos de geração renovável. Porém, existem ressalvas, como o fato da produção renovável ser simulada. Isso ocorre porque não existem séries históricas de produção eólica e solar. Outro ponto de atenção é o indicador monetário. Enquanto nas outras localidades existe preço horário, a maior discretização de preço que existe no Brasil é semanal.

Dessa forma, a metodologia do presente trabalho consiste na aplicação do modelo de fator de valor para as fontes eólica e solar, utilizando dados de velocidade de vento e irradiação solar, medidos e modelados, assim como a série histórica do PLD, tendo em mente as diferenças já citadas entre o indicador monetário utilizado por Hirth (2013) e o PLD. Em outras palavras, os fatores de valor serão calculados usando os preços semanais, expostos pelo PLD.

Primeiramente a produção de energia eólica será modelada, através da criação de uma série sintética para cada localidade onde existe medição de velocidade de vento, segundo dados do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia). O tratamento desses dados será feito, de modo a escolher as estações com dados mais consistentes. Esse tratamento também envolve o gerenciamento de observações não disponíveis, ou seja, observações ausentes (NA). Após isso, será utilizado um modelo tecnológico que considera uma turbina padrão para converter as velocidades de vento em uma série temporal para cada localidade (ENERCON, 2010).

Em posse dos dados no formato desejado, será calculado o fator de valor e uma série temporal com a evolução do valor da fonte eólica para os estados com maior potencial eólico do Brasil: Bahia, Ceará, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul.

Já a análise da fonte solar parte de dados simulados de produção de eletricidade gerada por essa fonte, baseados no modelo do ECMWF (*European Centre for Medium-Range Weather Forecasts*) para o período de 1979 até 2013. Essa organização intergovernamental disponibiliza dados de irradiação solar modelados para estações distribuídas por todo o mundo. No Brasil, existem 24 estações. O tratamento de dados do capítulo 5 apresenta maiores detalhes sobre a base de dados e como essas informações foram tratadas. A validação dos dados foi feita através do banco de dados do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), que se apresentam como séries de tempo de irradiação solar observada para 294 estações espalhadas pelo Brasil para o período de 1998 até 2013. Essas séries apresentam a soma da irradiação por dia. Serão selecionadas as estações de medição que apresentam dados consistentes e serão escolhidas aquelas do ECMWF mais próximas das do INPE. A vantagem de usar dados do ECMWF é que não apresentam observações indisponíveis, porque são modelados. A análise do fator de valor será feita para cada estação. As estações que geram o máximo e o mínimo fatores de valor serão destacadas e analisadas em maior detalhe. A Figura 9 resume a metodologia do trabalho.

Os mapas que localizam as estações de medição de dados meteorológicos foram feitos com o *software* QGIS 2.2.0. Ele é um programa de Sistema de Informação Geográfica com código aberto que permite a visualização de dados em mapas (NANNI AS et al., 2012).

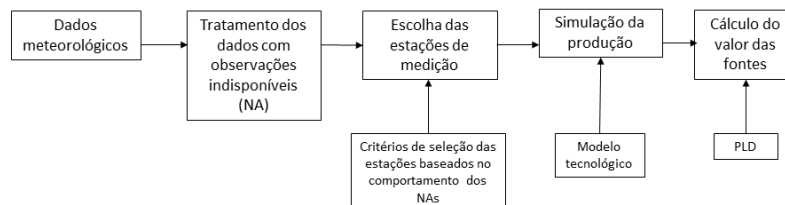


Figura 9: Metodologia

Já as análises, cálculos, gráficos, tratamento dos dados, testes e medidas estatísticas e outras atividades foram realizadas com o *software* R para Windows versão 3.0.3, com auxílio da sua interface RStudio 0.98.978. A análise solar foi feita com ajuda de um pacote de funções do R, chamado SolaR (PERPIÑAN LAMIGUEIRO, 2012).

A estrutura dos capítulos que apresentam a análise do valor das fontes eólica e solar é semelhante, mas não é possível repetir a estrutura pelo fato dos dados se originarem de fontes diferentes. A base de dados eólicos apresenta observações indisponíveis, enquanto que a base de dados solares não tem essa característica. Por isso, a parte de resultados da fonte eólica apresentará uma análise do valor para diferentes número de estações escolhidas, tentando verificar o impacto da quantidade de NAs sobre os fatores de valor calculados para as estações. Já a análise da fonte solar apresentará resultados para certo número de estações escolhidas, organizando-as de acordo com as regiões do país<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Quem tiver interesse nos dados completos preparados para a análise, basta mandar entrar em contato com o autor da dissertação no endereço cancella.rafael@gmail.com.

## 4. Análise do valor da fonte eólica

O presente capítulo mostra como os dados de velocidade de vento foram tratados, transformados em energia elétrica e usados no cálculo do fator de valor.

### 4.1 Tratamento dos dados

Foram utilizados dados meteorológicos de velocidade de vento obtidos junto ao Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). O período dos dados é de 1/1/2001 até 31/12/2013. As medições foram feitas a cada oito horas em 607 estações distribuídas pelo país. Então, para cada estação de medição existe uma série temporal no formato da Tabela 4, que representa apenas uma parte da tabela completa. Como existem três medições por dia, são 54.804 observações para cada estação. Por isso os dados completos não aparecem no corpo da dissertação. Devido a esse grande volume de dados, foi necessário a utilização do *Software* estatístico R.

Os dados são medidos a 10 metros, altura menor do que a da torre da turbina eólica Enercon E-82 de 2 MW (ENERCON, 2010) utilizada nesse trabalho (MARINHO, 2007). Dessa forma, foi usada uma metodologia para transformar os dados de vento da altura da estação de medição para a altura da torre da turbina eólica.

Tabela 4: Formato dos dados de velocidade de vento

Data	Hora	Estação	Velocidade de Vento (m/s)
04/09/2003	00:00	82392	1.5
04/09/2003	12:00	82392	0.5
04/09/2003	18:00	82392	1
05/09/2003	00:00	82392	5.5
05/09/2003	12:00	82392	2.5
05/09/2003	18:00	82392	1
06/09/2003	00:00	82392	4
06/09/2003	12:00	82392	1
06/09/2003	18:00	82392	1
07/09/2003	00:00	82392	0.5

Fonte: Elaboração própria



A conversão da velocidade a 10 metros para velocidade a 98 metros (altura da torre utilizada no modelo) começa com um múltiplo, que segue a Equação 2 (GASS et al., 2013):

Equação 2: Transformação dos dados para a altura da turbina

$$M = \left[ \frac{\log\left(\frac{at}{z}\right)}{\log\left(\frac{am}{z}\right)} \right], \text{ onde:}$$

M = múltiplo;

at = altura da torre da turbina;

am = altura de medição;

z = fator de conversão.

Por simplificação foi utilizado um fator de rugosidade de 1,3 m para os terrenos de todas as estações de medição. A determinação da rugosidade se baseia na classificação do terreno, a partir de suas características. Essa análise deve ser feita considerando todas as direções do vento, a fim de identificar a influência da rugosidade para cada direção possível. Existe uma classificação de terrenos feita por Troen e Pettensen (1989). Baseado nessa classificação, foi definido um fator com o valor 1,3 m por representar terrenos com características intermediárias (CUSTÓDIO, 2009).

A partir da aplicação Equação 2 para todos os dados de velocidade de vento, obtém-se o fator de conversão entre as velocidades.

A velocidade do vento na torre da turbina é obtida utilizando o múltiplo calculado acima, de acordo com a Equação 3:

Equação 3: Velocidade do vento na altura do aerogerador

$$VT = VM * M, \text{ onde:}$$

VT = velocidade na altura da torre;

VM = velocidade na altura da medição;

M = Múltiplo.

Esses dados precisaram ser cuidadosamente tratados, pois algumas estações apresentam problemas. O principal deles é a presença de observações não disponíveis (NAs). Elas surgem por problemas nos aparelhos de medição ou em algum outro equipamento da estação. Essa falta de observação também pode aparecer por manutenção na estação. Dessa forma, existem algumas estações que não podem ser aproveitadas por conta do grande número de NAs. Além disso, outras estações apresentam uma sequência muito longa de NAs, isto é, um grande período com observações indisponíveis.

O primeiro procedimento foi interpolar os NAs até certo limite. Se o número de informações não disponíveis fosse menor ou igual a 30, realizou-se a interpolação. Isso permitiu reduzir o número de observações não disponíveis em 815 em média por arquivo, totalizando 495.140 informações indisponíveis a menos.

Após isso foi necessário selecionar quantas estações utilizar e quais são elas. O problema é um dilema entre quantidade e qualidade. Cada estação que não for usada, diminui a quantidade dos dados, o que não é desejável em se tratando de uma análise de série temporal, mas por outro lado, utilizar uma estação com poucas informações diminui a qualidade dos resultados encontrados. Dessa forma, critérios de seleção foram estabelecidos.

O primeiro passo foi a construção de uma tabela contendo indicadores referentes aos dados de todas as estações. Ela apresenta oito colunas e 607 linhas, uma para cada estação de medição. O seu formato pode ser observado na Tabela 5:

Tabela 5: Formato da tabela de análise das estações

Estação	Na	Seq.Na	Média	Moda	Mediana	Max	Min	ADF
met_data_82047	99.84	28492	0.63	-1	0	3	0	-1
met_data_82067	10.08	3288	0.95	1	1	14	0	0.01
met_data_82092	76.17	23284	1.11	1	1	17	0	0.01
met_data_82093	79.48	36251	0.68	1	1	12	0	0.01

Fonte: Elaboração própria

Lembrando que essa tabela é apenas um recorte da tabela original, devido ao grande volume de dados.

A coluna “NAs” representa a porcentagem de NAs em relação ao número total de medições possíveis no período. A “Seq.NA” mostra a sequência mais longa de observações indisponíveis naquela estação. Então se o “Seq.NA” de uma estação é 100, significa que faltam 100 observações seguidas e esse número é a sequência mais longa de informações não disponíveis naquela estação. As próximas três colunas da tabela são as medidas de posição das séries (média, moda e mediana). “Max” e “Min” representam a máxima e a mínima velocidade da estação respectivamente. “ADF” representa o teste de estacionariedade “Dickey Fuller Aumentado”. Quando a série é estacionária, a sua média é um parâmetro representativo. Como o trabalho vai aplicar uma transformação não linear nas séries e usar a média dessa nova série na fórmula de cálculo do fator de valor, seria interessante que os dados de velocidade de vento fossem estacionários. Sem contar que sempre que se trabalha com séries temporais, é mais apresentável tratar de séries estacionárias.

Baseado na análise da Tabela 5, conclui-se que as informações que merecem maior atenção são a quantidade de NAs e a sequência mais longa de NAs em cada estação. Isso decorre da observação dos resultados das outras variáveis. Por exemplo, as medidas de posição e o máximo e mínimo apresentam valores próximos entre si nas diferentes estações. Além disso, o teste ADF indicou que todas as estações que apresentam um número suficiente de dados para que o teste seja realizado são estacionárias, de modo que ele também não pode ser considerado um critério.

Prosseguindo, foi possível construir uma nova tabela que mostre quantas estações são escolhidas para cada combinação de porcentagem de NAs e sequência de NAs. A ideia é ver como a escolha das estações seria afetada por essas duas variáveis. A Tabela 6 mostra os resultados:

Tabela 6: Estações selecionadas

Porcentagem de NAs	Sequência de NAs	Número de estações selecionadas
1	1	2
1	11	54
1	21	58
1	31	60
1	41	61
1	51	62
1	61	62
1	71	63
1	81	64

Fonte: Elaboração própria.

Essa tabela representa um recorte da tabela original, que apresenta 601 linhas e 3 colunas.

Para facilitar a visualização desenvolveu-se a Figura 10, tridimensional, com os resultados da tabela.

A figura mostra como evolui a escolha das estações conforme se modifica o par ordenado (NAs, Sequência de NAs). A partir da observação identificam-se patamares, nos quais um certo número de estações é escolhido e depois passa-se para outro patamar e assim

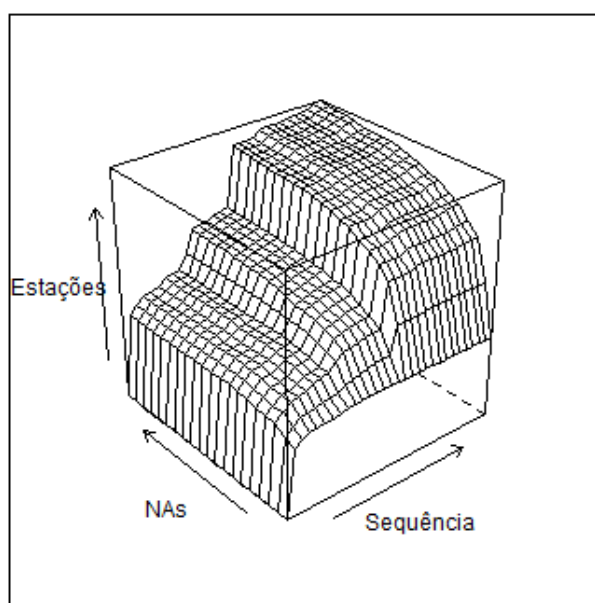


Figura 10: 3D das estações selecionadas

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 7: Pontos escolhidos:

<b>Pontos\Indicadores</b>	<b>NAs (%)</b>	<b>Sequência de Nas</b>	<b>Número de estações</b>
<b>A</b>	4	71	81
<b>B</b>	7	141	111
<b>C</b>	11	181	161
<b>D</b>	20	291	181

Fonte: Elaboração própria

por diante. Baseado nisso, os seguintes pontos foram escolhidos para serem observados mais detalhadamente, de acordo com a Tabela 7.

Passando do ponto A para o ponto B, observa-se que a porcentagem de NAs aumenta em 3, a sequência de NAs, em 70 e o número de estação escolhidas, em 30. Já do ponto B para o ponto C, a variação na porcentagem de NAs é de 4, na sequência de NAs a variação é de 40 e no número de estações escolhidas é 50. Dessa forma, não existe um padrão de variação entre os pontos, o que permite que se escolha o ponto com o maior número de estações selecionadas. A próxima seção mostra o cálculo do fator de valor para cada ponto.

Antes de prosseguir, cabe uma demonstração da importância do critério de seleção que se baseia em sequência de NAs. Recapitulando, a expressão “sequência de NAs” é usada aqui como um conjunto de observações sucessivas iguais a “NA” na mesma estação. Na prática, isso permite saber quantos dias, meses ou até anos, em sequência, faltam nos dados de cada estação de medição. O fato dessas observações serem sucessivas pode afetar a análise devido ao comportamento do PLD no Brasil. Nota-se que o PLD é inversamente sensível às afluições, isto é, quando as afluições são altas o PLD é baixo e vice-versa. Sendo assim, suponha que a estação A tem a mesma quantidade de NAs do que a estação B, isto é, a porcentagem de NAs é igual nas duas estações. Porém, se na estação A os NAs estão concentrados em uma sequência muito grande e se durante esse período o PLD foi alto, o valor calculado com essa estação fica distorcido para baixo. Já se na estação B os NAs estão mais bem distribuídos ao longo do tempo, infere-se que tanto em períodos de PLD alto quanto em períodos de PLD baixo, os dados estiveram presentes. Conclui-se que é possível usar a estação B e é melhor descartar a estação A. Veja a figura 11:

:

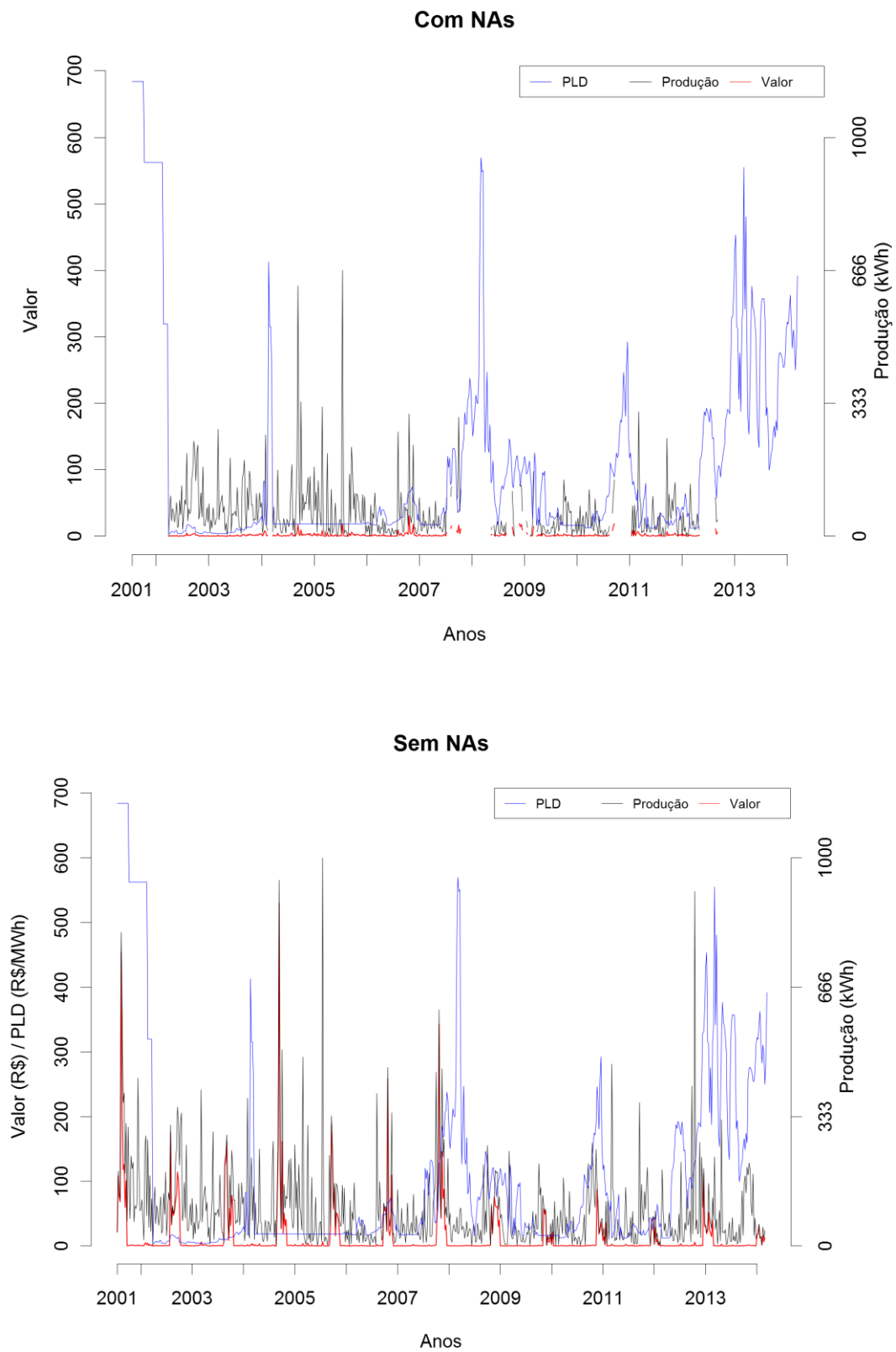


Figura 11: Efeito da sequência de NAs na análise: PLD, produção e valor

Fonte: Elaboração própria.

Comparando os gráficos observam-se três períodos com sequências de NAs no gráfico de cima. O primeiro durante os anos de 2001 e 2002, o segundo em 2008 e o terceiro em 2013. Nesses três momentos o PLD estava maior do que o comportamento médio da série. O fator de valor com a presença das sequências de NAs foi 0,99. Já o gráfico “Sem NAs” mostra a situação sem NAs. Seu fator de valor foi 1,29. O fator de valor na estação com NAs representa 76,74% do fator de valor da estação sem NAs. Isso indica que uma sequência de NAs no momento em que o PLD está alto afeta consideravelmente o valor.

A Figura 12 foi feita para mostrar apenas a produção simulada desta estação.

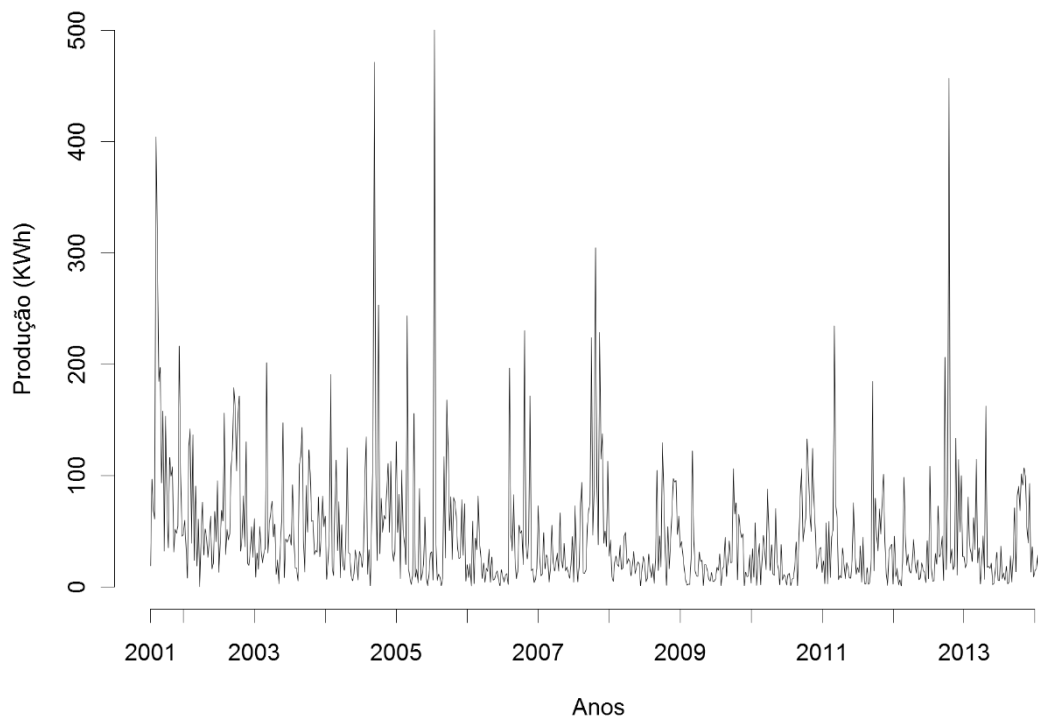


Figura 12: Produção Simulada

Fonte: Elaboração própria.

A partir da Figura 12 percebe-se que a produção simulada oscila consideravelmente durante o período analisado. Observam-se picos nos anos de 2001, 2004, 2005, 2008 e 2013, indicando que o recurso estava disponível em quantidades acima da média. Nos demais períodos, observa-se uma certa sazonalidade anual da produção. A produção, em geral, é mais estável no período seco, atingindo pontos de máximo em diferentes meses de cada ano. Vale lembrar que esta produção é específica de uma estação, mas serve para entender como a produção evolui. Mesmo que outras estações apresentem perfis diferentes, esta figura auxilia no entendimento das próximas, em que as séries de produção, PLD e valor aparcerão sobrepostas.

Em resumo, a figura abaixo mostra a localização de todas as estações medidoras de velocidade de vento (à esquerda) e a localização das 181 estações escolhidas (à direita). A partir de agora, toda a análise será feita com esse número de estações, representando 29,8% do número inicial de estações.

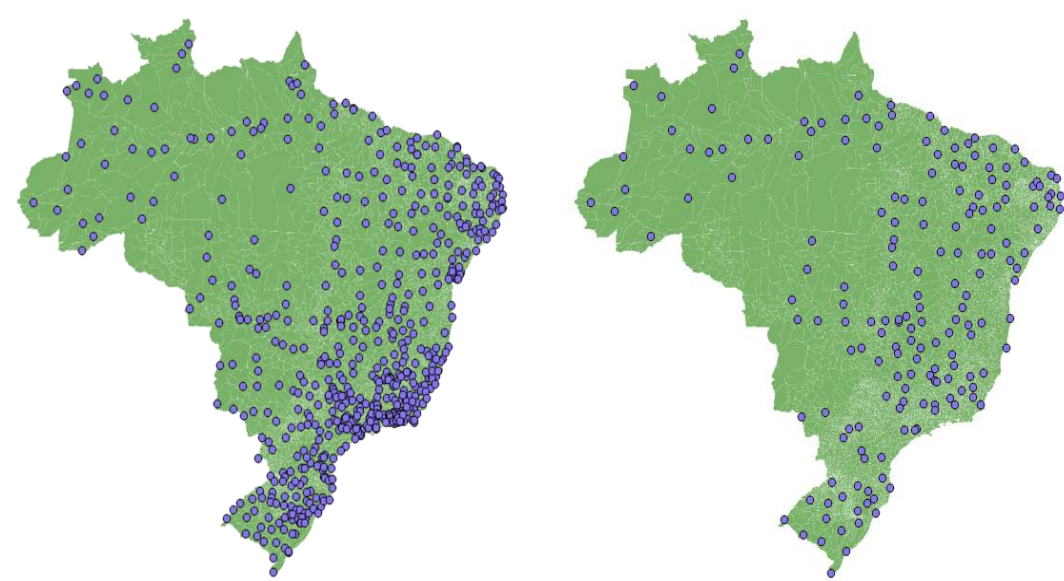


Figura 13: Estações localizadas no mapa

Fonte: Elaboração própria.



Tabela 8: Informações técnicas E 82

Altura da torre (m)	Cut off (m/s)	Cut out (m/s)	Rated capacity (kW)
98	12	25	2050

Fonte: (ENERCON, 2010).

Em posse dos dados de velocidade de vento tratados, número de estações e localização de cada estação necessita-se da tecnologia que transforme-os em energia elétrica. Isso é feito por uma turbina eólica. Foi utilizada na análise o modelo de uma turbina da Enercon E-82 de 2 MW (ENERCON, 2010). Essa empresa é representada no Brasil pela sua subsidiária “Wobben Windpower” e representava, em 2012, 20% do mercado brasileiro e 7,8% do mercado mundial (MELO, 2012). As Informações técnicas estão resumidas na Tabela 8. Vale ressaltar que as turbinas adequadas ao mercado brasileiro são diferentes daquelas utilizadas na Europa por conta das características dos ventos.

“Cut off” significa a velocidade em que a máxima energia é atingida, ou seja, com 12 m/s a turbina atinge a máxima produção de eletricidade. “Cut out” representa a velocidade em que a turbina encerra a sua operação. Isso ocorre porque acima de certas velocidades a operação pode se tornar perigosa. As pás das turbinas podem quebrar ou entortar. No caso da E 82, a velocidade em que isso ocorre é 25 m/s. A partir dessa velocidade, a pá gira, fazendo com que o vento passe sem acionar a turbina. O conceito “rated capacity” significa a máxima produção de energia. Deduz-se daí que o ponto em que a velocidade do vento é 12 m/s, a turbina atinge a produção máxima de 2050 kW e estabiliza para velocidades maiores até o limite superior de 25 m/s. A Figura 14 mostra a curva de potência da referida turbina.

Baseado na Figura 14, pode-se deduzir as seguintes condições operativas para a turbina:

- 1) Se a velocidade do vento é menor do que 1 m/s, a turbina não produz eletricidade;
- 2) Se a velocidade do vento é maior do que a velocidade de 12 m/s (“cut off”), então a turbina produz a capacidade máxima, 2050 kW (“rated capacity”);
- 3) Se a velocidade do vento é maior do que a velocidade de 25 m/s (“cut out”), então a turbina não gera eletricidade (equivalente ao vertimento na usina hidrelétrica);
- 4) Se a velocidade do vento está entre 1 m/s e 12 m/s, então a produção de eletricidade é crescente, aumentando conforme a curva de potência mostrada na Figura 14.

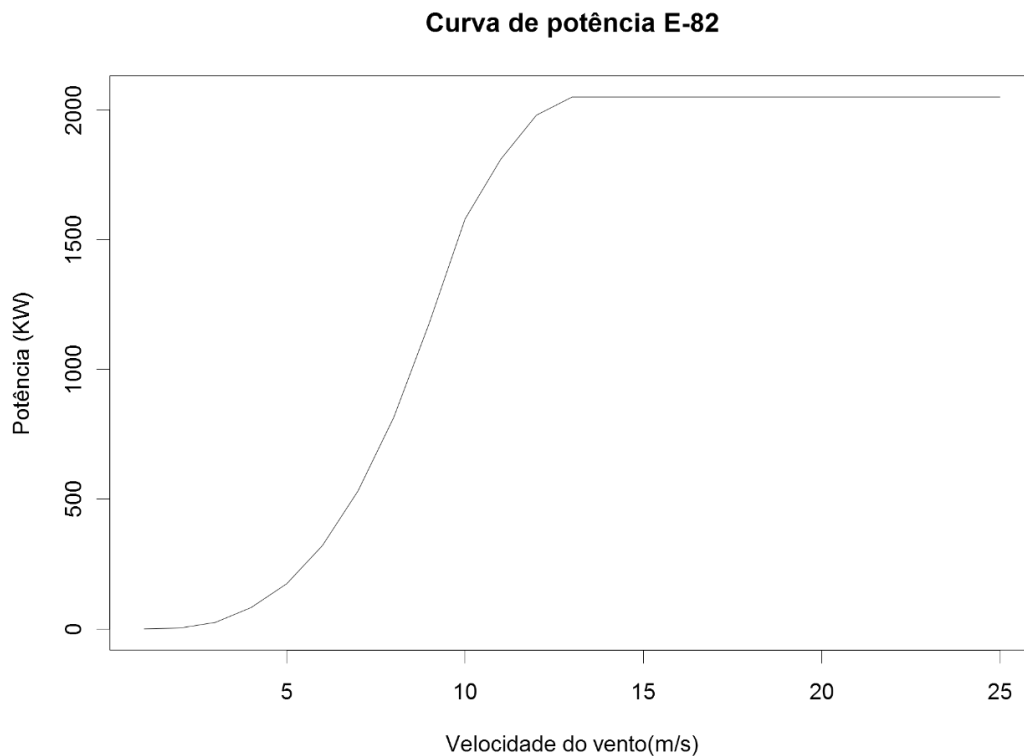


Figura 14: Curva de potência E-82

Fonte: (ENERCON, 2010).

- 5) Uma certa velocidade de vento equivale a produção no intervalo de oito horas, período em que os dados são medidos.

Tendo a velocidade na altura da torre e as informações técnicas da turbina, é possível obter a produção correspondente a cada velocidade de vento. Através desses cálculos chega-se a uma série temporal simulada com produção de eletricidade entre 1º de julho de 2001 e 31 de dezembro de 2013 com discretização de 8 horas. Cada observação da série representa uma produção de eletricidade em um horário do dia: às 00:00, às 8:00 e às 16:00. Existe uma série para cada estação de medição escolhida.

## 4.2 Resultados

A presente seção mostra os resultados da aplicação da metodologia do fator de valor para a energia eólica no Brasil. Primeiramente a análise foi aplicada a uma estação que tem uma porcentagem de NAs próxima de zero. Depois calcularam-se os fatores de valor para diferentes números de estações, de acordo com a quantidade de NAs. Em seguida, observou-se o comportamento do valor nos estados que fazem parte do Acompanhamento de Medições Anemométricas (AMA) da EPE.

### 4.2.1 Exemplo da aplicação do fator de valor para uma estação

O gráfico da figura 15 mostra o valor da energia eólica para o período de existência do PLD, isto é, 1º de julho de 2001 até 31 de dezembro de 2013. Ele é um resultado muito importante para a análise, uma vez que ilustra o conceito de fator de valor e é possível tirar implicações a partir dele.

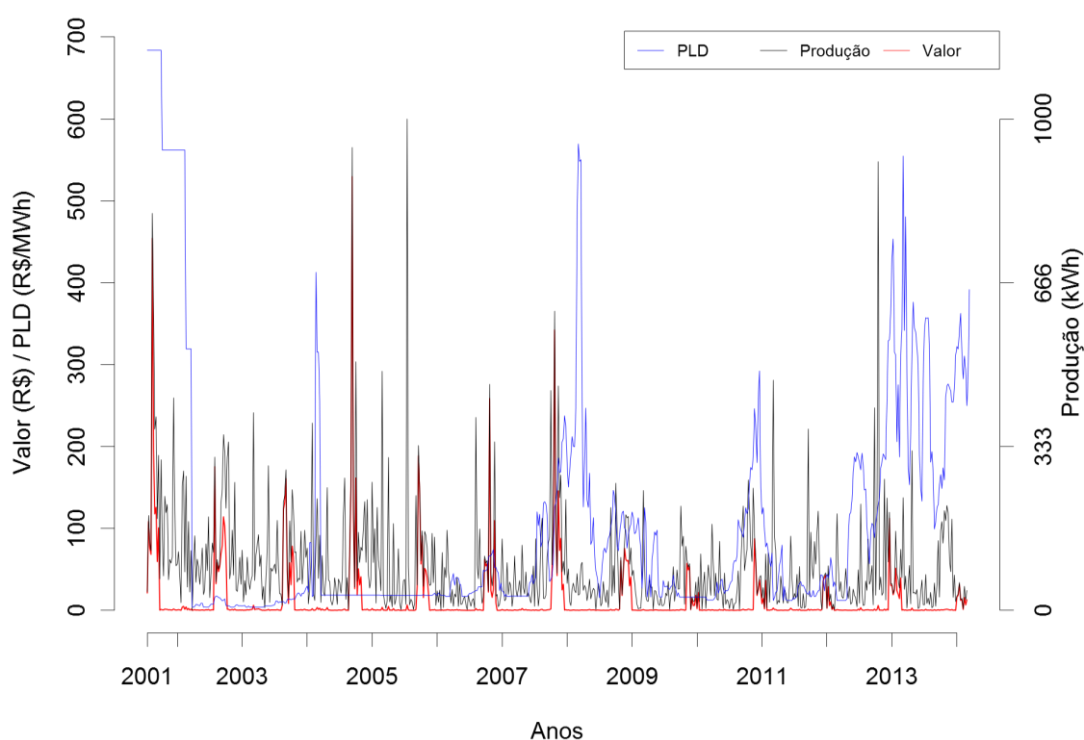


Figura 15: PLD, Produção e Valor para uma estação

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 9: Informações sobre a estação escolhida

<b>Informações sobre a estação</b>	<b>Valores</b>
<b>Número da Estação no banco de dados do INMET</b>	83379
<b>Produção Média</b>	31,12 kW
<b>Fator de Capacidade</b>	1,5%
<b>Fator de Valor</b>	1,24

Fonte: Elaboração própria.

A estação escolhida fica na região Leste do estado de Goiás, no município de Formosa, entorno do Distrito Federal. A escolha se baseou na porcentagem de NAs. Foi escolhida uma estação que tinha porcentagem de NAs menor do que 1. A Tabela 9 mostra outras informações sobre a estação:

Pela observação da tabela tem-se que a estação escolhida apresenta um fator de capacidade de 1,5% e um fator de valor de 1,24. Isso indica que o momento em que o vento foi suficiente para gerar eletricidade era um momento de PLD elevado, explicando o fator de valor 24% acima da média.

Dessa forma, a figura 15 mostra em preto a produção simulada da estação. Em azul tem-se o PLD, representando o custo marginal de operação e em vermelho tem-se o valor calculado por essa estação.

Observa-se que o valor da fonte eólica é elevado na segunda metade do ano de 2001, momento em que o país enfrentou uma grave crise do setor elétrico. Durante esses meses, o PLD chegou a quase R\$ 700/MWh e o valor chegou a quase R\$ 600,00/MWh. Após isso, o valor se estabilizou em um patamar bem abaixo do que o ano de 2001, próximo de R\$ 20,00/MWh, seguindo a trajetória do PLD, que ficou em torno desse valor até o ano de 2004. Nesse ano houve uma subida abrupta do PLD, indo até R\$ 400,00. O valor também aumentou, mas não na mesma magnitude, chegando a um pouco menos de R\$ 100,00/MWh.

Desse momento até o segundo semestre do ano de 2007, o valor seguiu em torno de R\$ 20,00/MWh. A partir do segundo semestre desse ano, o PLD começou a subir e o valor acompanhou esse caminho. Uma explicação possível é que a crise financeira de 2008 afetou a evolução do PLD, já que ele passou de R\$ 500,00/MWh. O valor também subiu, chegando a R\$ 100,00/MWh.

Além disso, a segunda metade de cada ano apresenta períodos mais secos, momento em que o operador nacional do sistema necessita da atuação das termelétricas. Nesse instante o PLD sobe. Isso pode ser observado em todos os anos a partir de 2008.

Em 2009, a alta teve uma magnitude inferior às altas dos outros anos, mas isso aconteceu até o final do período. Já o valor não aumentou em todos os anos seguintes. Em 2010 e 2012 o valor seguiu sua trajetória por volta dos R\$ 20,00/MWh, mesmo quando o PLD estava aumentando. Isso indica que o vento não foi suficiente para gerar eletricidade a ponto de aproveitar a alta do PLD e aumentar o valor dessa fonte.

Por fim, o ano de 2013 apresentou PLD acima da média histórica desde os primeiros meses. O valor também foi levemente superior do que a sua média, indicando que as velocidades de vento foram suficientes para a geração de eletricidade.

Para verificar melhor a variação do valor, foi feito um gráfico dando um “zoom” no ano de 2010, mostrando os meses desse ano. A ideia é destacar um ano para observar de perto como as variáveis se comportam. O resultado está na Figura 16:

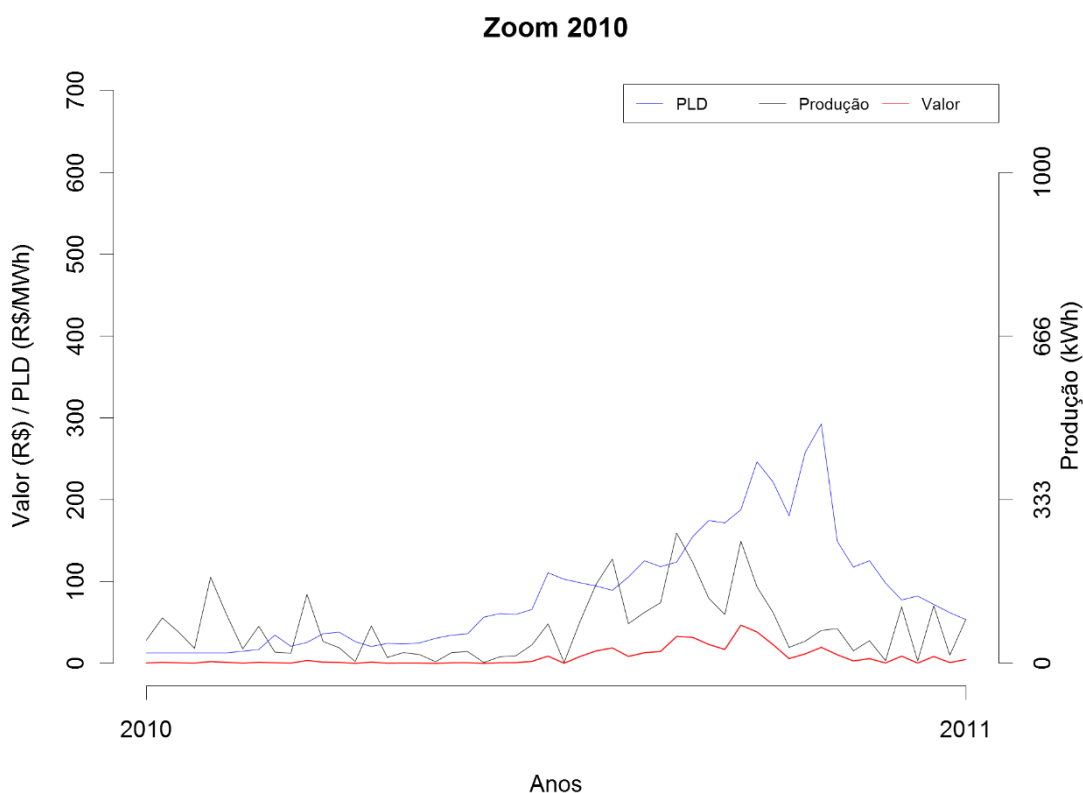


Figura 16: "Zoom" no ano de 2010: PLD, produção e valor

Fonte: Elaboração própria.

Observando a Figura 16, percebe-se que nos primeiros meses do ano a produção simulada apresenta variações maiores e o PLD flutua menos, fazendo com que o valor também tenha menos variações. O valor aumenta na segunda metade do ano, equivalente ao período seco, momento em que aumentam a produção eólica e também o PLD. A partir do início do período úmido, o valor começa a cair, assim como a produção simulada. Nesse caso, a energia eólica tem um valor alto, porque a produção acompanhou o PLD.

Em resumo, a interpretação da linha vermelha desses dois gráficos é quanto de energia seria economizada pelo sistema caso se utilizasse a energia eólica em cada momento do tempo. Por exemplo, o ponto mais alto do ano de 2001 da figura 15 mostra que naquela determinada semana o sistema economizaria 500,00 R\$/MWh se utilizasse a fonte eólica, porque não precisaria despachar uma termelétrica com esse custo. Já durante os meses do ano de 2010, o sistema economizaria, aproximadamente, 20,00 R\$ /MWh nos meses iniciais e a economia chegaria em torno de 500,00 R\$/MWh entre o mês de setembro e outubro.

#### 4.2.2 Escolha das estações de medição do INMET

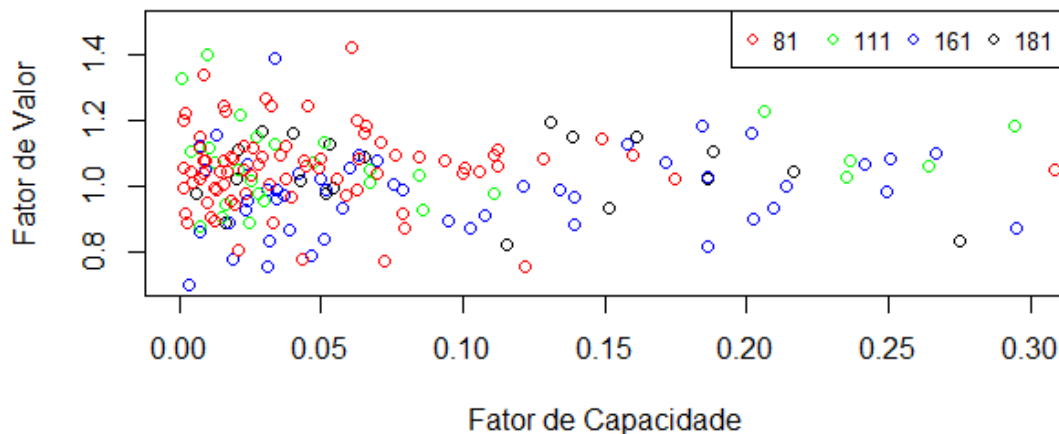


Figura 17: Escolha das estações

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 10: Escolha das estações - Média

	Fator de Capacidade	Fator de Valor
<b>81</b>	0,04	1,05
<b>111</b>	0,05	1,08
<b>161</b>	0,06	1,05
<b>181</b>	0,07	1,04

Fonte: Elaboração própria.

O próximo passo foi a aplicação da metodologia de cálculo do valor para cada ponto destacado na seção de tratamento de dados. Lembrando que os pontos se diferenciam pelo número de estações escolhidas. O resultado é o fator de valor da estação em função do seu fator de capacidade. A Figura 17 ilustra esse resultado.

Em vermelho tem-se as 81 estações escolhidas com a combinação de 4% de NAs e uma sequência de 71 NAs. As cores seguintes mostram as estações adicionadas quando escolhe-se uma outra combinação de NAs e sequência de NAs. Por exemplo, em verde apresentam-se as estações que são adicionadas às 81 anteriores no caso de usar-se a combinação de 7 NAs com uma sequência de NAs máxima de 141.

Observando a Figura 17 percebe-se que, a princípio, não existe um padrão entre o fator de capacidade e o fator de valor das estações nos quatro pontos selecionados, pois elas se distribuem em torno da média aleatoriamente. A

Tabela 10: Escolha das estações - Média

	Fator de Capacidade	Fator de Valor
<b>81</b>	0,04	1,05
<b>111</b>	0,05	1,08
<b>161</b>	0,06	1,05
<b>181</b>	0,07	1,04

Fonte: Elaboração própria.

O próximo passo foi a aplicação da metodologia de cálculo do valor para cada ponto destacado na seção de tratamento de dados. Lembrando que os pontos se diferenciam pelo número de estações escolhidas. O resultado é o fator de valor da estação em função do seu fator de capacidade. A Figura 17 ilustra esse resultado.

Em vermelho tem-se as 81 estações escolhidas com a combinação de 4% de NAs e uma sequência de 71 NAs. As cores seguintes mostram as estações adicionadas quando escolhe-se uma outra combinação de NAs e sequência de NAs. Por exemplo, em verde apresentam-se as estações que são adicionadas às 81 anteriores no caso de usar-se a combinação de 7 NAs com uma sequência de NAs máxima de 141.

mostra a média dos fatores de capacidade e valor para as quatro situações.

A coluna chamada “Fator de Capacidade” significa a média dos fatores de capacidade observados no número de estações em questão. Esse cálculo é feito pela simples divisão

Tabela 11: Escolha das estações - Variância

	Fator de Capacidade	Fator de Valor
<b>81</b>	0,002	0,014
<b>111</b>	0,003	0,047
<b>161</b>	0,005	0,039
<b>181</b>	0,005	0,036

Fonte: Elaboração própria.

entre a produção média de cada estação e a produção máxima possível que é 16 MW, isto é, 2 MW da turbina multiplicados por 8 horas, já que as medições são feitas a cada 8 horas. Então, a média dos fatores de capacidade das 81 estações escolhidas foi 0,04. Esse indicador foi aumentando conforme adicionaram-se estações. Isso ocorre porque as estações adicionadas apresentam fatores de capacidade maior, assim como uma maior porcentagem de NAs.

Já a coluna de nome “Fator de Valor” é a média dos fatores de valor das estações escolhidas. Assim, a primeira linha apresenta a média das 81 estações escolhidas. Observando os quatro valores percebe-se que o fator de valor não apresenta um padrão de evolução, já que de 81 para 111 estações ele aumenta e de 111 para 161 ele diminui. Como o interesse está no fator de valor, o fato da evolução da sua média não apresentar padrão é um indício de possibilidade de usar o maior número de estações.

Foi feita uma segunda tabela que mostra a variância dos fatores de capacidade e dos fatores de valor.

A Tabela 11 mostra que o comportamento da variância é igual ao da média tanto para o fator de capacidade quanto para o fator de valor. A coluna “Fator de Capacidade” apresenta uma variância crescente a cada número de estações adicionado. Isso é explicado



pelo fato das estações adicionais apresentarem fatores de capacidade maiores. Já a coluna “Fator de Valor” não apresenta uma tendência de evolução. Então vale o critério de que o maior número de estações possível é mais adequado para os cálculos. Isso confirma a escolha de 181 estações e não dá viés a análise.

Além disso, foi elaborado um gráfico que mostra as estações escolhidas, com destaque para aquelas localizadas nos cinco estados com a maior capacidade eólica instalada no Brasil: Ceará, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Bahia (2014).

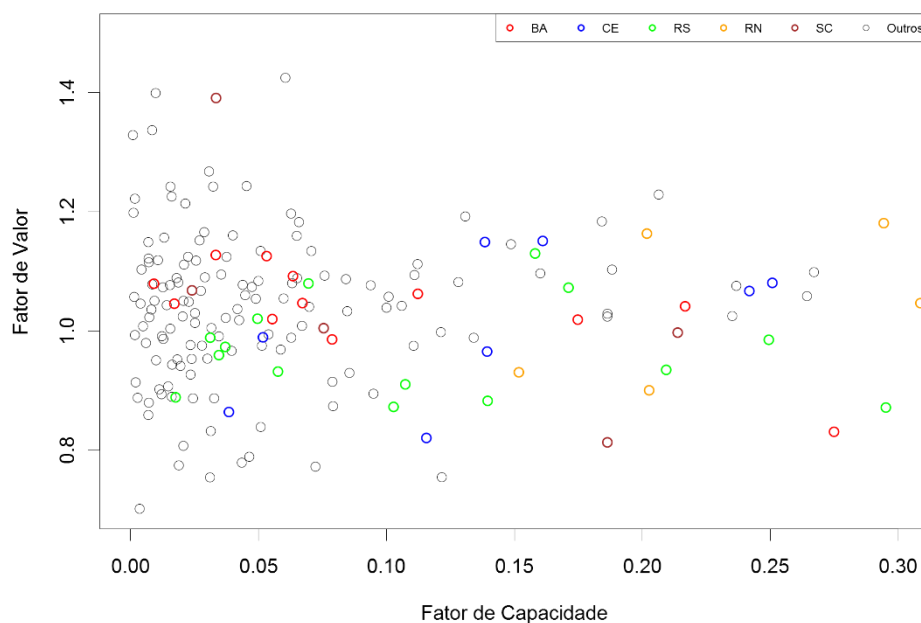


Figura 18: Localização das estações

Fonte: Elaboração própria.

Uma questão a ser analisada diz respeito ao regime de vento de cada estado destacado. Isso afeta o valor de cada estação. Na Bahia, por exemplo, é possível que existam dois regimes pelo fato de certas estações se agruparem em uma área de fatores de capacidade entre 0 e 10% e outras se localizarem em fatores de capacidade acima de 10%. Já no Rio Grande do Norte não é possível afirmar que exista mais de um regime de vento, pois todas as estações apresentam fatores de capacidade acima de 15%.

Além disso, a maioria das estações localizadas na Bahia apresentam fatores de capacidade variando no intervalo de 2 a 8%, aproximadamente, e valor maior do que a média. As estações localizadas no Ceará, Rio Grande do Sul e Santa Catarina, por sua vez, não apresentam um padrão de comportamento bem definido. Elas se encontram bem

distribuídas, de forma que existem pontos em diversas partes do gráfico referentes a cada estado. Já o estado do Rio Grande do Norte apresenta fatores de capacidade maiores, no intervalo de 15 a 30%. Das 5 estações localizadas nesse estado, 3 apresentam valor acima da média.

Dentre as estações que apresentam fatores de capacidade acima de 15%, 18 estão localizadas nos estados destacados. Já entre as estações que apresentam fatores de capacidade abaixo de 15%, 27 são dos estados destacados. Em termos de fator de valor, 23 estações desses estados apresentam fator de valor acima da média. Já entre as estações

Tabela 12: Distribuição das estações dos estados destacados por fator de capacidade e por fator de valor

<b>Estados</b>	<b>Fator de capacidade acima de 15%</b>	<b>Fator de capacidade abaixo de 15%</b>	<b>Fator de valor acima da média</b>	<b>Fator de valor abaixo da média</b>
<b>Rio Grande do Sul</b>	5	10	4	11
<b>Rio Grande do Norte</b>	5	0	3	2
<b>Bahia</b>	3	9	10	2
<b>Ceará</b>	3	5	4	4
<b>Santa Catarina</b>	2	3	2	1

Fonte: Elaboração própria.

que apresentam fatores de valor abaixo da média, 20 estão nos referidos locais. A Tabela 12 mostra essa distribuição.

#### 4.2.3 *Análise para os estados do AMA*

A partir de agora, a análise mostra o valor dos principais estados produtores do Brasil: Bahia, Ceará, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul (2014), usando séries de tempo validadas com os dados do Acompanhamento de Medições Anemométricas da EPE (AMA) (SCHMIDT, 2014). Eles são os únicos estados estudados pelo AMA. Os gráficos das figuras Figura 19 e Figura 20 mostram os valores para as produções simuladas de cada estado separadamente.

Em todos os gráficos observa-se que existe uma periodicidade durante o ano na produção simulada. Aparentemente ela aumenta no período seco e diminui no período úmido. Percebe-se também que o valor acompanha o PLD durante a maior parte do período analisado. A exceção mais perceptível é durante a segunda metade do ano de 2001.

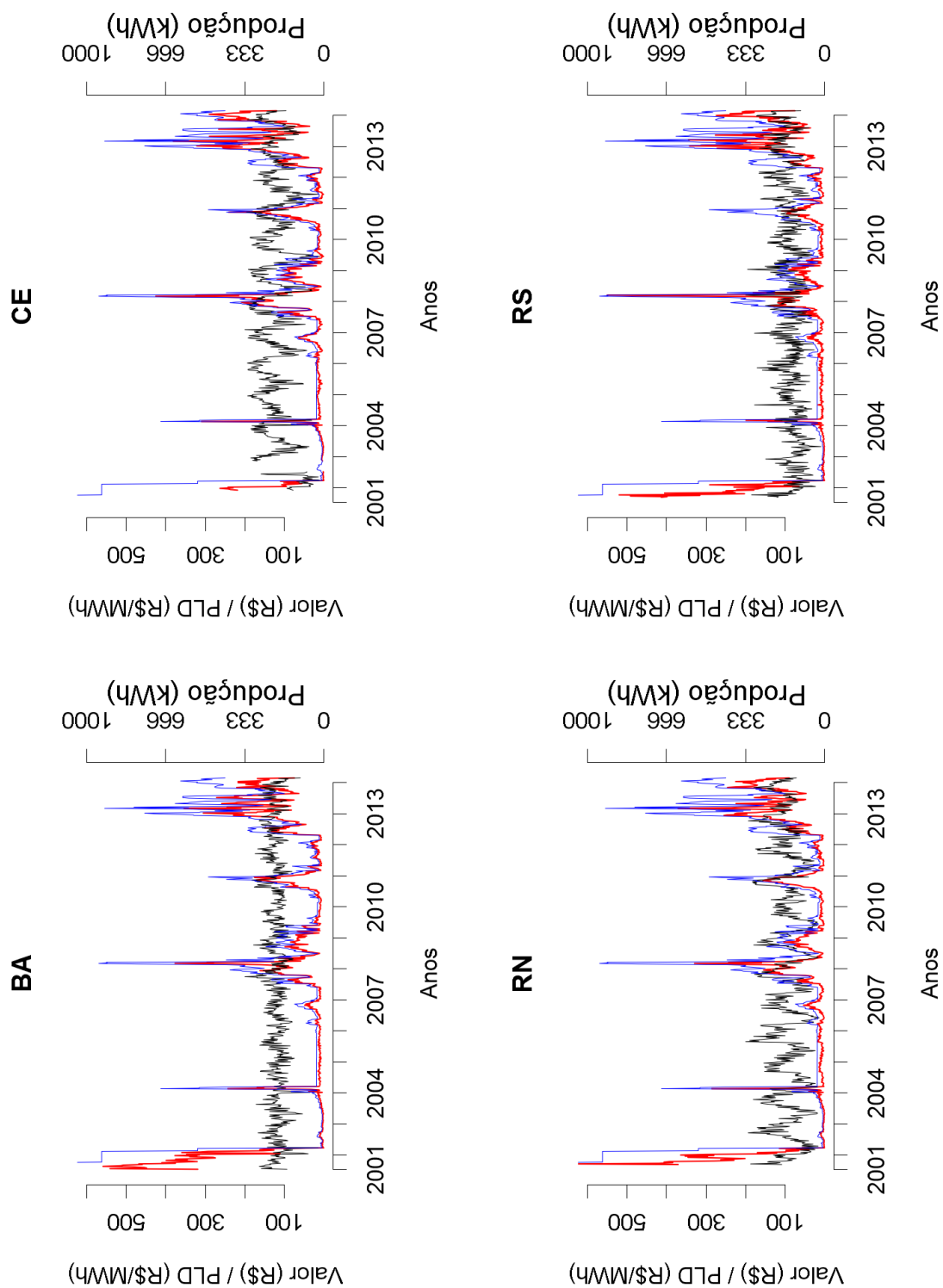


Figura 19: 4 estados: período com crise. PLD, produção e valor

Fonte: Elaboração própria.

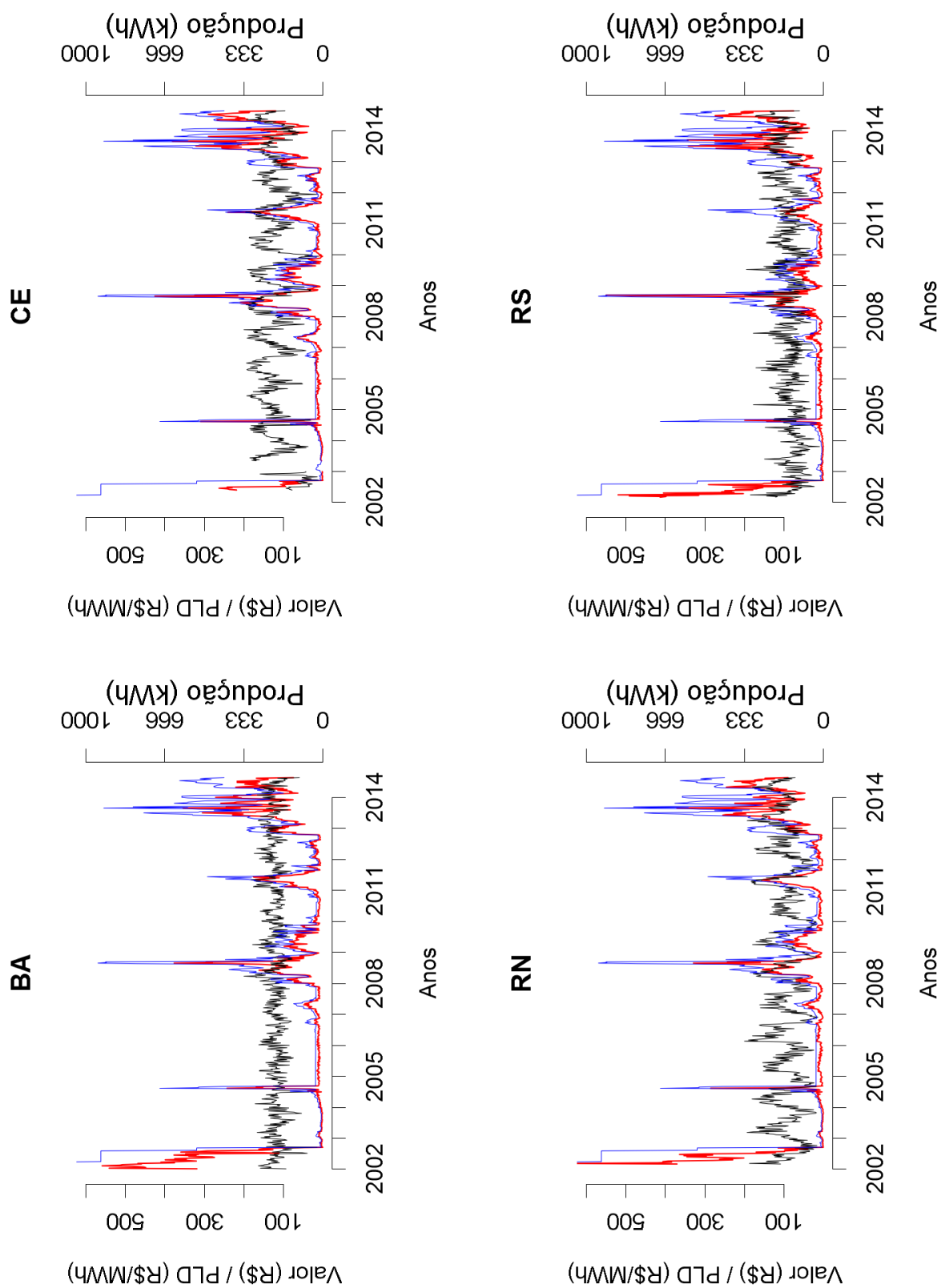


Figura 20: 4 estados: período sem crise. PLD, produção e valor

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 13: Fatores de Valor Eólica: Período Completo e Sem Crise

<b>Estados</b>	<b>Período Completo</b>	<b>Sem Crise</b>
<b>BA</b>	1,00	1,01
<b>CE</b>	0,96	1,03
<b>RN</b>	1,06	1,08
<b>RS</b>	1,09	1,12

Fonte: Elaboração própria.

Nesse período, o setor elétrico enfrentou uma grande crise, que resultou em políticas de corte de carga. Sendo assim, a análise foi refeita excluindo o período da crise. Os resultados estão ilustrados pela Figura 20.

A periodicidade anual da produção continua presente e o valor também acompanha o PLD. Porém, o impacto do período da crise é percebido nos fatores de valor de cada estado, expressos na Tabela 13:

O período completo é aquele que compreende julho de 2001 a dezembro de 2013. De acordo com a tabela Tabela 13, observa-se que o Ceará apresenta o menor fator de valor (0,96). O principal motivo é o fato de existir uma grande quantidade de NAs nos dados no início do período (segundo semestre de 2001). Isso pode ser observado nos gráficos das figuras Figura 19 e Figura 20. Também são encontrados NAs no Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul, porém em menor quantidade e isso contribui para os fatores de valor desses estados serem maiores do que o estado do Ceará. O estado da Bahia apresenta ausência completa de NAs no início do período.

Além disso, a série do PLD começa em julho de 2001. Nesse período, além da crise energética, é observada uma maior produção eólica, pois a sazonalidade anual do recurso mostra sua maior disponibilidade na segunda metade do ano.

Desta forma, considerando a presença dos NAs e a sazonalidade da produção, optou-se por tirar o período com crise da análise. Mesmo assim, os resultados desse período são mostrados, evidenciando o impacto de um período extraordinário na análise do fator de valor.

Por fim, foi calculada a média da produção mensal de cada estado e elas foram comparadas com o PLD para mostrar que a estação que tem o maior fator de valor, Rio Grande do Sul, tem o perfil da produção evoluindo de forma semelhante ao PLD, indicando que a geração neste estado ocorre no momento em que o sistema mais necessita.

Tabela 14: Fatores de capacidade e fatores de valor dos estados com maior potencial eólico

Estados	Fator de capacidade	Fator de valor sem crise	FC x FV
<b>Ceará</b>	0,55	0,96	0,53
<b>Bahia</b>	0,46	1,01	0,46
<b>Rio Grande do Norte</b>	0,44	1,07	0,47
<b>Rio Grande do Sul</b>	0,35	1,09	0,38

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 21 mostra esse comportamento. Porém, observa-se que o Ceará apresenta uma produção mensal média maior do que o Rio Grande do Sul. Dessa forma, a mesma turbina instalada no Ceará gera uma quantidade maior de energia elétrica do que no Rio Grande do Sul. Por isso, apenas o fator de valor não é suficiente para se estabelecer qual é a localidade mais adequada para a instalação do empreendimento.

A Tabela 14 mostra os fatores de capacidade, fatores de valor e o produto dos dois e está organizada por ordem decrescente de fator de capacidade, de modo que o estado do Ceará apresenta o maior fator de capacidade e o Rio Grande do Sul apresenta o menor.

Observa-se que o Ceará apresenta o maior produto entre fator de capacidade e fator de valor, o que permite afirmar que pode ser o estado mais interessante para se instalar parques eólicos. Já o Rio Grande do Sul, mesmo apresentando o maior fator de valor, tem o menor produto entre os dois indicadores, mostrando que o fator de capacidade também influencia na escolha dos melhores sítios.

Outra observação interessante é que nos locais em que os fatores de capacidade são semelhantes, faz sentido calcular o fator de valor para verificar qual local é mais atrativo. De acordo com a Tabela 14, Bahia apresenta fator de capacidade levemente superior ao do Rio Grande do Norte, mas pela análise do fator de valor, o Rio Grande do Norte se apresenta como um sítio mais atrativo, indicando que historicamente o recurso eólico esteve presente nos momentos em que o PLD esteve alto.

Já para os estados em que os fatores de capacidade são extremos, o fator de valor não influencia tanto. O Ceará apresenta um fator de capacidade 20 pontos percentuais mais alto do que o Rio Grande do Sul e um fator de valor 12 pontos percentuais menor, mas como o fator de capacidade é muito maior, o Ceará se apresenta como o local mais atrativo.

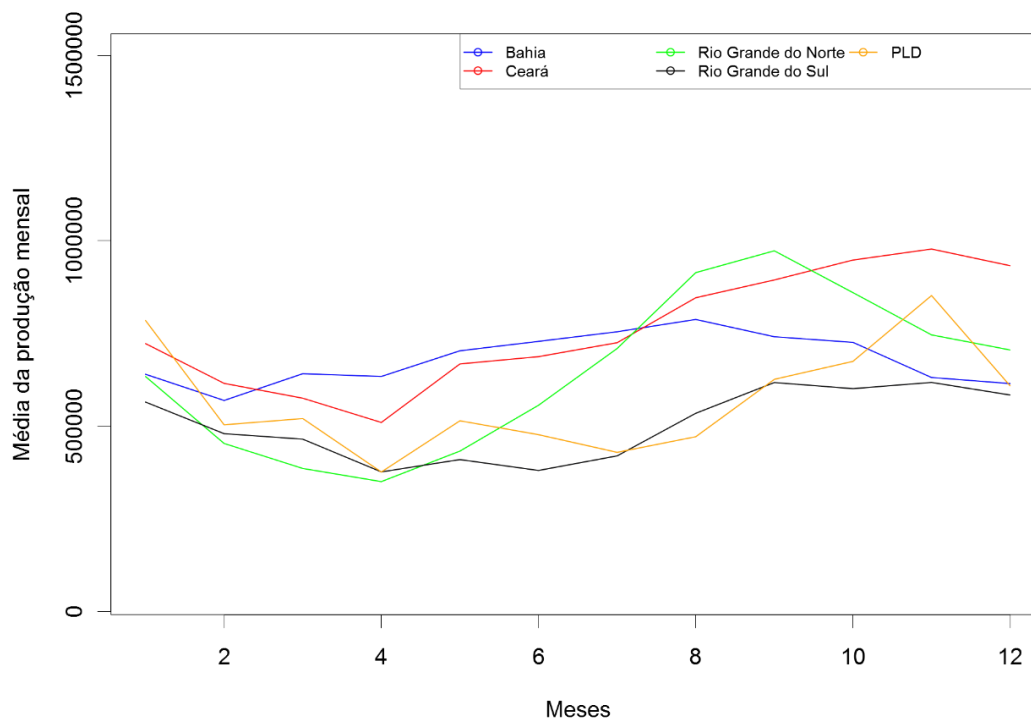


Figura 21: Comparação entre o perfil da produção eólica e PLD

Fonte: Elaboração própria.

A produção mensal média da estação da Bahia apresenta um comportamento inverso ao do PLD, de forma que no período em que a produção média aumenta, o PLD está diminuindo e quando a produção média está aumentando, o PLD está diminuindo. Essa evolução não acontece em dois momentos, logo após o mês 4 em que as duas curvas aumentam e perto do mês 12, onde as duas curvas diminuem. Já a curva de produção mensal média do Ceará acompanha o PLD, exceto no mês 5 em que elas descolam-se um pouco. Já a curva do Rio Grande do Norte evolui de forma parecida com a do PLD. Na primeira metade do ano eles andam mais estáveis em leve queda e na segunda metade do ano eles aumentam até o final do mês de setembro, momento em que começam a cair novamente. Em resumo, a evolução do perfil mensal das produções médias dos estados ajuda a perceber porque o Rio Grande do Sul apresenta o maior fator de valor e que o Ceará apresenta o maior produto entre fator de capacidade e fator de valor, se mostrando como o estado mais favorável para a implantação de parques eólicos.



### 4.3 Discussão

A análise do valor da eólica mostra que o estado do Rio Grande do Sul apresenta o maior fator de valor dentre os quatro estados do acompanhamento de medições anemométricas (AMA) da EPE. Seu fator de valor foi de 1,12. Isso representa um fator de valor 12% acima da média. O estado que apresenta o segundo maior fator de valor é o Rio Grande do Norte, 1,08. O terceiro estado é o Ceará com fator de valor de 1,03. O estado com menor fator de valor é a Bahia no período sem crise, com 1,01 de fator de valor. Mesmo mostrando os resultados do período completo, foram considerados mais coerentes aqueles do período sem crise, pela questão da sazonalidade anual e da presença de NAs no início do período.

Outro resultado diz respeito a relação entre fator de capacidade e fator de valor. É perceptível que apesar da produção afetar o fator de valor, os fatores de valor não são proporcionais aos fatores de capacidade, de modo que um maior fator de capacidade em determinada região não implica em maior fator de valor nesse local. Isso ocorre porque essa abordagem do valor depende também do indicador monetário utilizado no trabalho, isto é, o PLD.

Já Hirth (2013) encontrou que o valor de mercado da eólica na Europa se reduz com o aumento da penetração delas. Para baixos níveis de penetração, o valor da eólica se compara a uma tecnologia convencional, ou seja, uma térmica, por exemplo. A partir de uma taxa de penetração de 30%, o valor da eólica se reduz para 0,5 a 0,8, ficando abaixo da média do valor da eletricidade gerada por todas as fontes da matriz. No presente trabalho não foi possível calcular as diferentes taxas de penetração das fontes, porque se optou por não utilizar um modelo de despacho, que seria necessário.

Hirth (2013) mostrou também que a magnitude da queda no valor da eólica depende do horizonte temporal da análise. No médio prazo, o fator de valor é menor do que no longo prazo. Isso acontece porque na primeira situação a capacidade já instalada é considerada. Em outras palavras, a flexibilidade do sistema é menor no curto prazo. Esse resultado é mais significativo quanto maior a taxa de penetração da fonte eólica.

Porém, Hirth (2013) não considerou a variabilidade espacial do recurso no país, estabelecendo um único resultado para os países analisados. Já o presente trabalho

estudou o recurso eólico em cada localidade, escolheu as mais adequadas, simulou a produção eólica e calculou os fatores de valor para as diferentes localidades.

Além disso, essa análise foi aplicada para os Estados Unidos por Schmalensee (2014), que usou informações de plantas de geração já existentes e concluiu que a variabilidade da produção afeta o fator de valor. Isso também foi mostrado no presente trabalho, na medida em que a produção eólica apresenta variação e isso interfere no fator de valor calculado aqui. Vale ressaltar que esses resultados foram atingidos mesmo com séries de produção eólica simuladas.

Schmalensee (2014) também mostrou que as plantas geradoras de energia eólica apresentam médias mensais diferentes ao longo do tempo, isso torna possível afirmar que duas plantas eólicas instaladas em locais diferentes devem ser consideradas diferentes para o sistema. Tratá-las igualmente pode trazer prejuízos ao sistema elétrico do país.

Ao comparar os fatores de capacidade e os fatores de valor para o ano de 2011, Schmalensee (2014) mostrou que os fatores de valor se concentram na faixa de 0,7 e 1,0. A maioria dos fatores de capacidade varia entre 20 e 40%. Sobre os fatores de valor encontrados, é equivalente dizer que em geral eles se apresentam abaixo da média. Esse resultado tem a limitação de usar os dados de apenas um ano. O trabalho chega a conclusões diferentes e um dos motivos é o fato de utilizar uma série temporal mais longa. Nossos resultados mostram fatores de valor variando na faixa de 0,8 até 1,4 e os fatores de capacidade no intervalo de 0 a 30%.

No presente trabalho, foi feita a hipótese de que o único fator que diferencia as usinas é o local onde ela está instalada, o que implica diferença no perfil de ventos que passa pelo aerogerador, pois o objetivo era avaliar o valor da fonte em função da evolução do perfil de produção e do PLD. Como as usinas captam perfis de velocidade de vento diferentes, elas são tratadas como diferentes entre si e isso se reflete no fator de valor de determinada localidade.

Em termos metodológicos, o fator de valor foi estimado de forma consistente com relação aos trabalhos anteriores de Hirth (2013) e Schmalensee (2014). A principal diferença é que o Brasil não apresenta preços horários de eletricidade e isso cria um desafio para a aplicação da metodologia, que foi resolvido com a utilização do PLD semanal. O maior problema disso é que a precisão do resultado fica menor, uma vez que os preços semanais não captam de uma forma tão rigorosa as diferenças entre quantidades ofertadas e

demandadas e o custo marginal do sistema resulta em um valor que sinaliza corretamente para o mercado a situação de oferta e demanda, mas não reflete exatamente o custo marginal da geração em determinado momento do tempo.

Por fim, vale citar que o trabalho contribui com uma análise que considera tanto a variabilidade espacial quanto a variabilidade temporal da produção do recurso, indicando os melhores momentos para gerar com a fonte eólica e calculando a contribuição monetária dessa fonte para o sistema elétrico nacional.

## 5. Análise do valor da energia solar

### 5.1 Tratamento dos dados

Para a realização da análise do valor da energia solar foi utilizada uma base de dados do *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts* (ECMWF) para o período de 1979 até 2013. Essa organização intergovernamental disponibiliza dados de irradiação solar modelados para todo o mundo. Os dados brasileiros foram usados e validados através do banco de dados do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), que se apresentam como séries de tempo de irradiação solar observada para 294 estações espalhadas pelo Brasil para o período de 1998 até 2013. Essas séries apresentam a soma da irradiação por dia.

Inicialmente realizou-se a escolha das melhores estações do INPE, isto é, aquelas que apresentam dados consistentes, coerentes com a realidade, que não tenham valores extremos e nem um grande número de observações indisponíveis. Para isso foram adotados critérios de escolha. O primeiro critério é a irradiação média tem que ser maior do que 4 kWh, que é o mínimo de irradiação possível (PEREIRA, 2006). Aplicando esse critério, chegou-se a 61 estações, descartando 233 estações.

O segundo critério foi que se 50% dos dias apresentarem produção maior do que 11,108 kWh, a estação é retirada, pois esse valor é um limite superior (PEREIRA, 2006). Isso leva a um número de estações de 49, isto é, 12 estações são retiradas com esse critério.

O terceiro critério foi que a estação apresente pelo menos um ano de medições seguidas, isto é, um ano inteiro sem nenhuma observação indisponível. O resultado da aplicação dessa regra é a retirada de 25 estações, chegando em 24 estações disponíveis.

O quarto critério utilizado foi que as estações que distam menos de 300 km, escolheu-se aquela que tem o menor número de observações indisponíveis (NAs). Isso ocorre porque, das 24 estações escolhidas, algumas se localizam próximas umas das outras e isso faz com que a produção seja semelhante. Como uma forma de evitar redundâncias, foi estabelecido esse critério, gerando um número de 17 estações de medições de irradiação solar.



Figura 22: Estações solares selecionadas destacadas

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 22 mostra um mapa com todas as estações da ECMWF em branco e as selecionadas em verde.

Observando a Figura 22, verifica-se que as estações selecionadas estão bem distribuídas pelo território brasileiro, de modo que elas cobrem todas as regiões do país, com mais de uma estação em cada região e bem espalhadas pelos estados. Isso proporciona o conhecimento do perfil da produção solar fotovoltaica em toda a extensão do país.

Após a seleção das estações do INPE, localizaram-se as estações do ECMWF mais próximas das estações escolhidas e utilizaram-se os seus dados.

O primeiro passo foi a transformação de dados meteorológicos em energia elétrica, tarefa que ficou por conta de um pacote do *software* R chamado “SolaR”. Ele apresenta um conjunto de classes, métodos e funções para calcular a irradiação solar incidente em um painel fotovoltaico e simular a performance de algumas aplicações da energia fotovoltaica. Esse pacote permite procedimentos de cálculo tanto para irradiação global horizontal diária quanto para a intradiária até a conversão em energia elétrica por painéis conectados à rede e também para sistemas de bombeamento de água.

A abordagem que resulta na transformação dos dados de irradiação solar em eletricidade começa com a definição do movimento do sol (também chamado de geometria do sol), que é função do ângulo de declinação, ângulo do pôr do sol e irradiação diária de fora da

Terra. O pacote fornece quatro métodos para calcular a geometria do sol (PERPIÑAN LAMIGUEIRO, 2012).

Para a análise da performance do sistema de painéis fotovoltaicos, é necessário transformar a irradiação horizontal global em irradiações global, difusa e direta. Para isso, existe uma função que separa os componentes difuso e direto da irradiação global solar diária que incide sobre uma superfície horizontal. Essa função utiliza também a correlação entre o índice de claridade e a fração difusa da irradiação global horizontal (PERPIÑAN LAMIGUEIRO, 2012).

A irradiação incidente em uma superfície inclinada pode ser calculada a partir das irradiações, direta e difusa, incidentes em uma superfície horizontal e dos ângulos do sol e da superfície. Sobre a irradiação difusa, existem algumas formas de modelar e uma delas é a separação do componente difuso em isotrópico e anisotrópico, cujos valores dependem do índice de anisotropia (PERPIÑAN LAMIGUEIRO, 2012), que é a propriedade de variar conforme a direção. Sendo assim, existe um componente da irradiação difusa que varia com a direção e outro que não varia. Esses dois componentes são calculados pelas funções do pacote R.

Perpiñan Lamigueiro (2012) define irradiação efetiva como a parcela da irradiação incidente que chega no painel fotovoltaico e afirma que ela é calculada considerando as perdas do ângulo de incidência e da poeira acumulada no painel. Após isso, a orientação, o azimuth e o ângulo de incidência são calculados usando outras funções do pacote “SolaR”.

Sobre a produtividade do painel, existe uma função no “SolaR” que simula a performance de um sistema de painéis. Ela determina parâmetros relacionados ao painel, ao inversor, ao gerador e às perdas do sistema. A Tabela 15 mostra as informações técnicas do painel:

Tabela 15: Informações técnicas do painel fotovoltaico

<b>Características</b>	<b>Valores</b>
<b>Voltagem em circuito-aberto</b>	57,6 Volts
<b>Corrente em curto-circuito</b>	4,7 Amperes
<b>Voltagem para a máxima produção</b>	46,08 Volts
<b>Corrente para a máxima produção</b>	4,35 Volts
<b>Número de células em série</b>	96
<b>Número de células em paralelo</b>	1
<b>Coefficiente de decréscimo da voltagem com a temperatura</b>	0,0023 Volts/°C

Fonte: (LAMIGUEIRO PERPIÑÁN, 2014).

Esses valores são atingidos em condições padrões de teste. Sobre o inversor, a Tabela 16 mostra suas informações.

O próximo elemento do sistema é o conjunto de painéis, que tem como condições padrões doze módulos em série e 11 em paralelo. Quanto as perdas do sistema, se encontram na Tabela 17.

Tabela 16: Informações técnicas sobre o inversor

<b>Características</b>	<b>Valores</b>
<b>Coefficientes da curva de eficiência do inversor</b>	(0,01;0,025;0,05)
<b>Potência nominal</b>	25000 Watts
<b>Voltagem mínima para atingir a produção máxima</b>	420 Volts
<b>Voltagem máxima para atingir a produção máxima</b>	750 Volts
<b>Irradiação mínima para o inversor ligar</b>	20 W/m²

Fonte: (LAMIGUEIRO PERPIÑÁN, 2014).

Tabela 17: Perdas do sistema de painéis fotovoltaicos

Características	Valores (%)
Resistência média do conjunto de módulos	3
Dispersão	2
Perdas ômicas em corrente contínua	1,5
Perdas ômicas em corrente alternada	1,5
Erro médio do algoritmo do inversor	1
Perdas na transformação	1
Perdas para parar o sistema	0,5

Fonte: (LAMIGUEIRO PERPIÑÁN, 2014).

Além disso, o pacote em questão também trata do problema das sombras, uma vez que elas afetam a performance do painel e reduzem sua produtividade. Outro fator em que se deve pensar é a posição do painel.

A chamada “razão de cobertura” (*ground coverage ratio*) mede a porcentagem do terreno que está sendo efetivamente ocupada pelo sistema. O inverso desse indicador é a “razão de terreno requerido” (*ground requirement ratio*), que é a razão entre a área requerida para instalar todos os painéis e a área para instalar o gerador. Sem nenhuma restrição adicional, a configuração que fornece a máxima produtividade é atingida quando a razão de terreno requerido é mínima (PERPIÑÁN LAMIGUEIRO, 2012). A suposição deste trabalho foi que a inclinação dos painéis coincide com a latitude do local, de modo que essa inclinação seja a mínima.

Em resumo, a Figura 23 mostra o funcionamento do pacote “SolaR”.



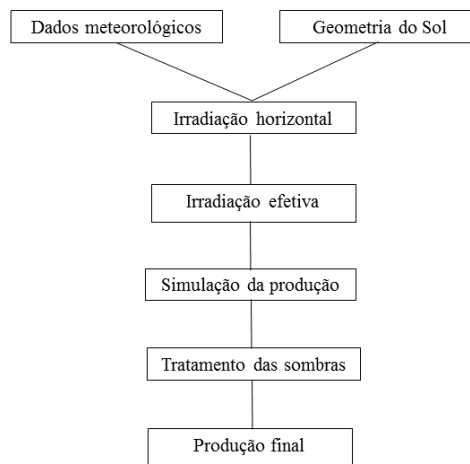


Figura 23: Análise dos dados solares

Após a transformação de dados meteorológicos em produção simulada de energia elétrica, a análise exige a agregação semanal dos dados, com o objetivo de compatibilizar o período da produção com o do PLD, que é semanal. Lembrando, existia um valor de produção por dia desde 01/01/1979 até 31/12/2013. Essa agregação permitiu que a série temporal fosse discretizada por semana, somando os valores diários para cada semana. Como a análise inicial foi feita para o período sem a crise, a tabela com a produção total do período foi “cortada” para o intervalo de tempo de interesse, ou seja, o período começa em 01/03/2002 e vai até 31/12/2013. O formato dos dados ficou de acordo com a Tabela 18:

Tabela 18: Formato dos dados solares

<b>Início</b>	<b>Fim</b>	<b>Localidade 1</b>	<b>Localidade 2</b>	<b>....</b>	<b>Localidade 17</b>
<b>01/03/2002</b>	07/03/2002	13,44	25,83	...	29,56
<b>08/03/2002</b>	14/03/2002	16,75	28,91	...	28,61

Fonte: Elaboração própria.

Vale lembrar que essa tabela é apenas uma parte da tabela original, que contém 657 linhas e 19 colunas. Em posse desse formato de dados, é possível calcular o valor da fonte solar, assim como os seus resultados.

## 5.2 Resultados

A aplicação da metodologia de valoração das novas fontes renováveis adotada neste trabalho gerou a Tabela 19 com os fatores de valor das diferentes localidades e seus fatores de capacidade.

Tabela 19: Fatores de capacidade e fatores de valor das estações solares

<b>Estações</b>	<b>Estado</b>	<b>Fator de Capacidade</b>	<b>Fator de Valor período completo</b>	<b>Fator de Valor sem crise</b>	<b>FCx FV</b>
<b>Chapadão do Céu</b>	Goiás	0,15	0,99	0,99	0,15
<b>São Benedito</b>	Ceará	0,15	1,01	1,00	0,16
<b>Souto Soares</b>	Bahia	0,15	1,00	1,00	0,15
<b>Cedro</b>	Ceará	0,15	1,01	1,01	0,16
<b>ESEC Maraca</b>	Roraima	0,14	0,99	0,99	0,14
<b>Goiânia</b>	Goiás	0,14	0,99	0,99	0,15
<b>Júlio Castilhos</b>	Rio Grande do Sul			1,06	0,15
		0,14	1,05		
<b>Santa Filomena</b>	Piauí	0,14	0,99	0,97	0,14
<b>Santa Terezinha do Itaipu</b>	Paraná			1,06	0,15
		0,14	1,04		
<b>Capanema</b>	Pará	0,13	1,02	1,01	0,13
<b>PARNA S. Divisor</b>	Acre	0,13	1,02	1,03	0,14
<b>Porto Trombetas</b>	Pará	0,13	1,03	1,02	0,13
<b>Cunha</b>	São Paulo			1,00	0,13
		0,12	1,01		
<b>MET Marabá</b>	Pará	0,12	0,99	0,97	0,12
<b>Pacuí</b>	Amapá	0,12	1,04	1,03	0,12
<b>Redenção</b>	Pará	0,12	1,00	0,99	0,13
<b>Serra do Quiriri</b>	Santa Catarina			1,03	0,12
		0,11	1,02		

Fonte: Elaboração própria.

Observando essa tabela em que as estações se organizam por ordem decrescente de fator de capacidade, percebem-se duas colunas com fatores de valor. Uma delas apresenta os fatores de valor calculados para o período com crise e a outra apresenta os fatores de valor calculados para o período sem a crise do setor elétrico. Como pode ser visto, o período da crise não tem um grande impacto no fator de valor de cada estação. A maior diferença entre o fator de valor da mesma estação nos dois períodos ocorre na estação Porto Trombetas, com valor de 0,016. Vale ressaltar também que a estação que apresenta o maior fator de valor é a mesma nos dois casos (Júlio Castilhos), assim como a estação que apresenta o menor fator de valor (Santa Filomena). Mesmo com a diferença entre o fator de valor máximo e o fator de valor mínimo de cada período significativa (6,05% no período completo e 9,53% no período sem crise), foi considerado equivalente trabalhar com os dados do período completo ou com os dados sem crise. Sendo assim, consideraram-se os dados sem crise. A partir desse momento, sempre que se refere a fator de valor, entenda-se a coluna dos fatores de valor para o período sem crise.

A Tabela 19 mostra também que os fatores de valor têm uma variação de, aproximadamente, 10 pontos percentuais entre o maior e menor. Já o fator de capacidade mostra uma variação de, aproximadamente, 3 pontos percentuais entre o maior e menor. Além disso, observa-se que o maior fator de valor é 1,07 e acontece na estação de Júlio Castilhos, localizada no estado do Rio Grande do Sul. Já o menor fator de valor é de 0,97, acontecendo na estação de Santa Filomena, localizada no estado do Piauí.

A última coluna da Tabela 19 mostra quais são os melhores locais para a implantação dos painéis fotovoltaicos. O melhor lugar é aquele que apresenta o maior produto entre fator de capacidade e fator de valor. Este lugar é a estação de Cedro, no estado do Ceará, com o produto igual a 0,16. Essa estação apresenta fator de capacidade alto (15%) e fator de valor baixo (apenas 1% acima da média). Já a pior localidade é a Serra do Quiriri em Santa Catarina, com o produto entre os fatores de 0,12. Observa-se que ela apresenta um fator de valor mais alto do que Cedro, 3% acima da média, mas seu fator de capacidade é o menor entre todas as localidades, 11%. Esses resultados mostram a importância da consideração em conjunto desses dois fatores.

Em outras palavras, o ranking das estações se modifica quando o fator de valor é considerado. Por exemplo, a estação Chapadão do Céu apresenta o maior fator de capacidade, mas é apenas a terceira mais atrativa quando se combina com o fator de valor.

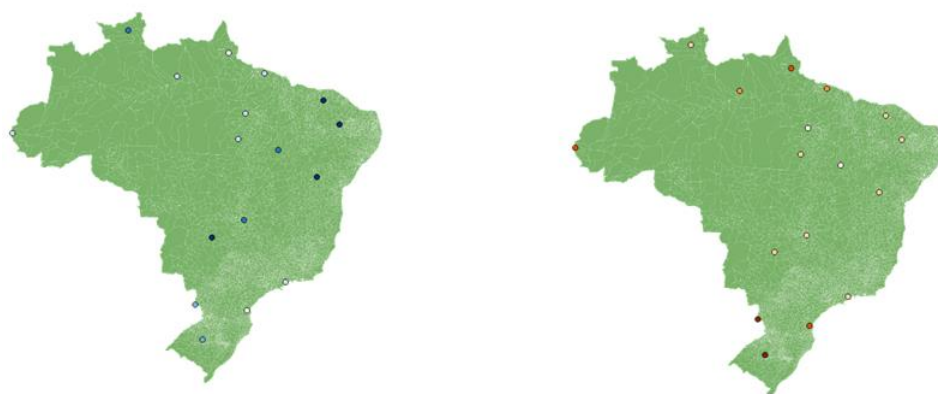


Figura 24: Fatores de capacidade e fatores de valor

OBS: O gráfico da esquerda representa os fatores de capacidade. As estações mais escuras representam os maiores fatores. O gráfico da direita representa os fatores de valor. As estações mais escuras representam os maiores fatores.

Fonte: Elaboração própria.

Já Cedro, que é a quarta em termos de fator de capacidade, é o local mais atrativo quando se considera o fator de valor.

A Figura 24 mostra como os fatores de capacidade e de valor se distribuem ao longo do território brasileiro.

O mapa a esquerda mostra os fatores de capacidade. Os valores mais escuros representam os maiores fatores. Dessa forma, observam-se os maiores fatores de capacidade nas regiões Centro-Oeste e Nordeste. O lado direito mostra os fatores de valor. Os valores mais escuros também representam os maiores fatores. Desse modo, os maiores fatores de valor estão na região Sul e na região Norte. Percebe-se que os resultados são complementares, isto é, locais com menores fatores de capacidade apresentam maiores fatores de valor, enquanto locais com maiores fatores de capacidade apresentam menores fatores de valor.

Sobre a localização das estações e sua relação com o fator de valor e o fator de capacidade, foi feito o gráfico da Figura 25, mostrando onde as estações se localizam por região. Essa análise foi feita por região, pois o número de estações escolhidas é menor do que na análise para a fonte eólica e elas estão bem distribuídas pelo território nacional, de modo que a abordagem por estado não acrescentaria informações relevantes.

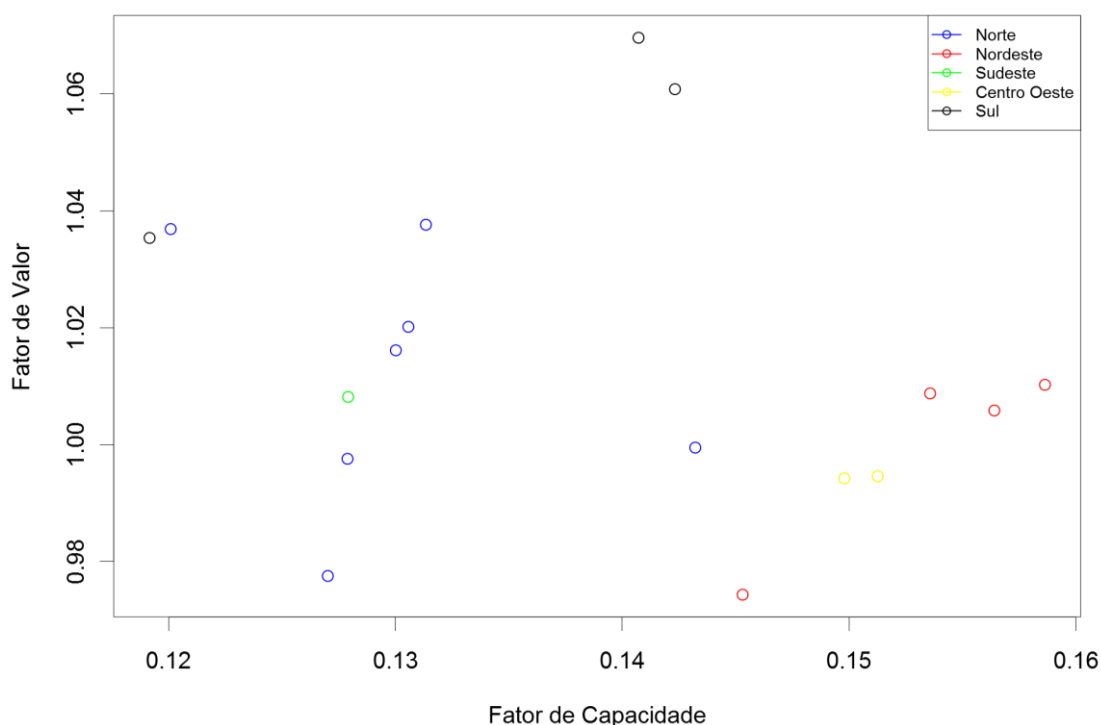


Figura 25: Localização das estações solares

Fonte: Elaboração própria.

É possível observar que as estações se espalham de forma aleatória pelo gráfico, isto é, não existe um padrão entre o fator de capacidade e o fator de valor. Uma questão a ser analisada diz respeito a insolação em cada região. Observa-se que a região Nordeste, por exemplo, apresenta três estações com fatores de capacidade entre 15 e 16%. A região Norte também apresenta fatores de capacidade próximos, variando no intervalo entre 12% e 14%, levantando a hipótese de que a irradiação é semelhante em toda a região Norte. Isso também acontece no Sul, onde os fatores de capacidade ficam próximos de 14% e no Centro-Oeste, que apresenta um fator de capacidade de 15%. Dessa forma, observa-se que a diferença entre o maior e o menor fator de capacidade das estações selecionadas é de apenas 4%. Isso indica que a irradiação das estações escolhidas é semelhante.

A Tabela 20 mostra o número de estações que apresenta fatores de capacidade acima e abaixo de 14% e número de estações que apresenta fator de valor acima e abaixo da média para cada região do país:

Tabela 20: Estações com fatores de capacidade em torno de 14% e fatores de valor em torno da média para cada região do país

Regiões	Fator de capacidade acima de 14%	Fator de capacidade abaixo de 14%	Fator de valor acima da média	Fator de valor abaixo da média
Norte	1	6	4	3
Nordeste	4	0	3	1
Sudeste	0	1	1	0
Centro Oeste	2	0	0	2
Sul	2	1	3	0

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que 8 estações têm fator de capacidade abaixo de 14%, enquanto nove estações apresentam fatores acima dos 14%. A região que apresenta um maior número de estações acima de 14% é a região Nordeste, com quatro estações. Já a região que apresenta o maior número de estações abaixo de 14% é a Norte, com seis estações.

Sobre o fator de valor, observa-se que a região Norte apresenta o maior número de estações acima da média, quatro. Já a estação Centro Oeste não apresenta nenhuma estação acima da média. Isso também é função da quantidade de estações em cada região. Sabe-se que a região Norte tem um número maior de estações. A região Norte é a que apresenta o maior número de estações abaixo da média, três estações. Uma outra forma de analisar a Figura 25 é através da localização das estações que apresentam o maior e o menor fatores de valor, de acordo com a Figura 26.

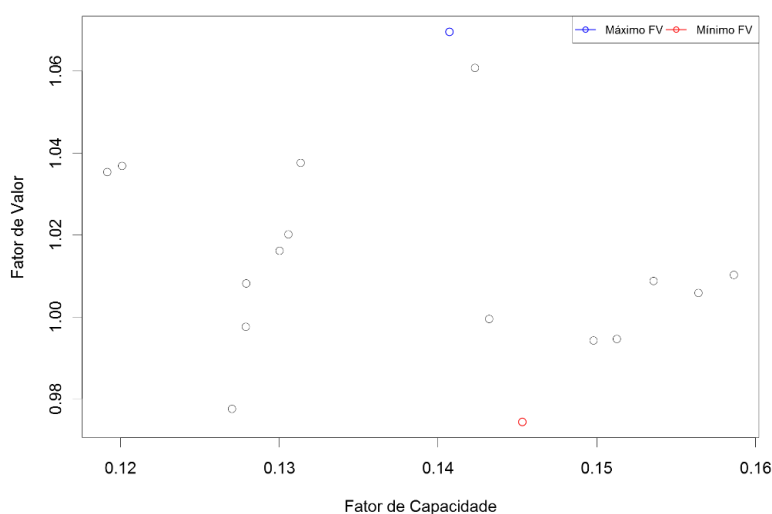


Figura 26: Máximo e mínimo fatores de valor

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 21: Medidas de posição dos fatores de capacidade e dos fatores de valor

	<b>Fator de Capacidade</b>	<b>Fator de Valor</b>
<b>Média</b>	0,14	1,01
<b>Variância</b>	0,00	0,00

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que aquela estação que apresenta o fator de valor máximo tem um fator de capacidade menor do que a estação que apresenta o fator de valor mínimo. A Figura 26 também mostra a variação entre os limites máximo e mínimo de cada variável. O fator de valor varia de um mínimo de 0,97 até um máximo de 1,06, enquanto o fator de capacidade varia entre 12% e 16%.

Foram calculadas medidas de posição para os fatores de valor e fatores de capacidade de cada estação, de acordo com a Tabela 21:

O valor 0,14 indica que a média dos fatores de capacidade das estações escolhidas é de 14,00%. Como a variância é bem próxima de zero, pode-se afirmar que a média seria uma boa suposição para o fator de capacidade de cada estação. Apesar de não ser o valor exato, o fator de capacidade de cada estação está próximo desse número.

Já o 1,01 indica que a média dos fatores de valor das estações escolhidas é 1,01. Assim como o fator de capacidade, a variância dos fatores de valor é próxima de zero, indicando que eles estão em torno da sua média. Observando a Tabela 19, é visível que os fatores calculados são próximos da média.

Continuando, como já foi dito, a estação de maior fator de valor, tanto no período completo quanto no período sem crise, chama-se Júlio Castilhos. Fica localizada no estado do Rio Grande do Sul. O fator de valor foi 1,06, representando que o fator de valor fica 6,69% acima da média para o período sem crise. O fator de capacidade é 13,72%.

A Figura 27 mostra a evolução do valor da fonte solar nessa estação para o período sem crise.

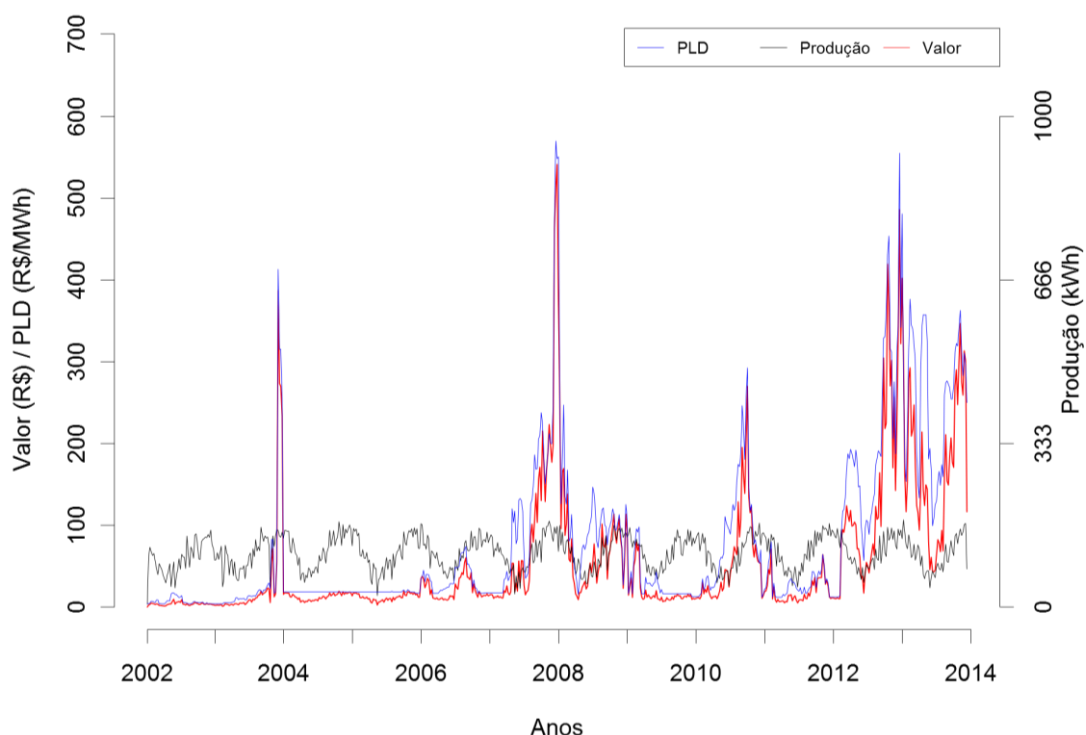


Figura 27: PLD, produção e valor na estação Júlio Castilhos

Fonte: Elaboração própria.

A linha preta mostra a produção solar. A linha azul mostra o PLD e a linha vermelha indica o valor da fonte solar. Analisando a produção solar isoladamente, percebe-se uma clara sazonalidade anual. No início do ano a produção começa alta e vai caindo até a metade do ano, quando chega a um valor mínimo. A partir desse ponto, a produção começa a subir novamente. Esse padrão se repete aproximadamente a cada ano.

Já o PLD varia de acordo com o CMO como já foi explicado em seção anterior. Até o final de 2008, o PLD evolui em um patamar próximo de R\$ 20,00/MWh, com exceção das últimas semanas de 2004, em que chegou a R\$ 400,00/MWh. Depois ele voltou ao patamar anterior, até o ano de 2008, em que subiu até o valor de quase R\$ 600,00/MWh. A partir daí, sua trajetória ficou mais inconstante, com flutuações consideráveis nos anos de 2009, 2011, 2012 e 2013, ano em que chegou ao mesmo patamar de 2008, isto é, por volta dos R\$ 600,00/MWh.

O valor da fonte solar variou de acordo com as trajetórias das variáveis que o define. Dessa forma, no momento em que o PLD e a produção estão altos, o valor é alto também. Isso pode ser observado nos picos destacados no parágrafo anterior. Quando o PLD está



constante ou caindo, o valor costuma acompanhar essa trajetória. O máximo valor foi atingido no final do ano de 2008, quando o sistema economizaria R\$ 600,00/MWh. O menor valor foi atingido no início do período, quando o PLD ficou por volta de R\$20,00/MWh. Nos dois últimos anos do período, 2012 até 2014, o PLD começou a subir muito, o que fez com que o valor também aumentasse. Como o valor mostra quanto o sistema poderia economizar ao gerar com a fonte renovável, é possível afirmar que a economia que o sistema poderia ter gerando com solar nesses últimos dois anos aumentou também.

A estação que apresenta o menor fator de valor, tanto no período completo quanto no período sem crise, chama-se Santa Filomena e está localizada no estado do Piauí. O fator de valor foi 0,9743, indicando que o valor fica 97,43% abaixo da média. O fator de capacidade é de 13,71%.

A Figura 28 mostra a evolução do valor, PLD e produção solar dessa estação para o período logo após a crise energética de 2001.

A produção também apresenta sazonalidade, porém ela varia em um patamar menor do que a estação Júlio Castilhos. A variância da estação Santa Filomena é 16,92, enquanto a Júlio Castilhos é de 46,36. Isso pode ser observado no gráfico. A produção de Santa Filomena é mais estável em torno da média.

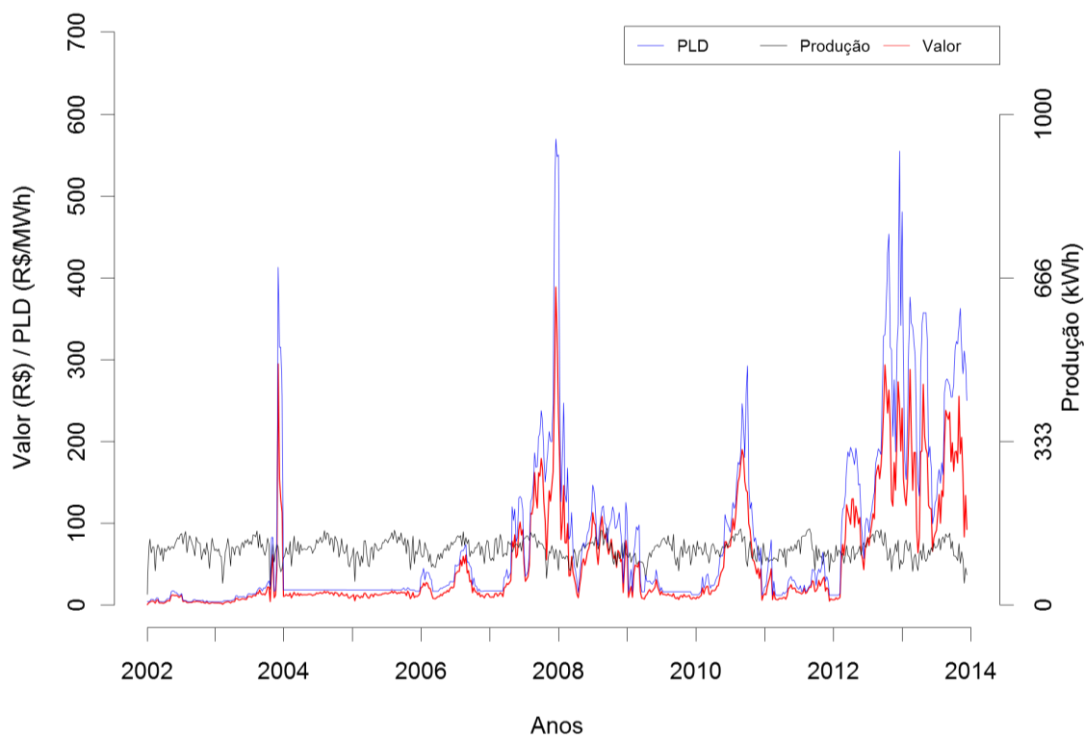


Figura 28: PLD, produção e valor na estação Santa Filomena

Fonte: Elaboração própria.

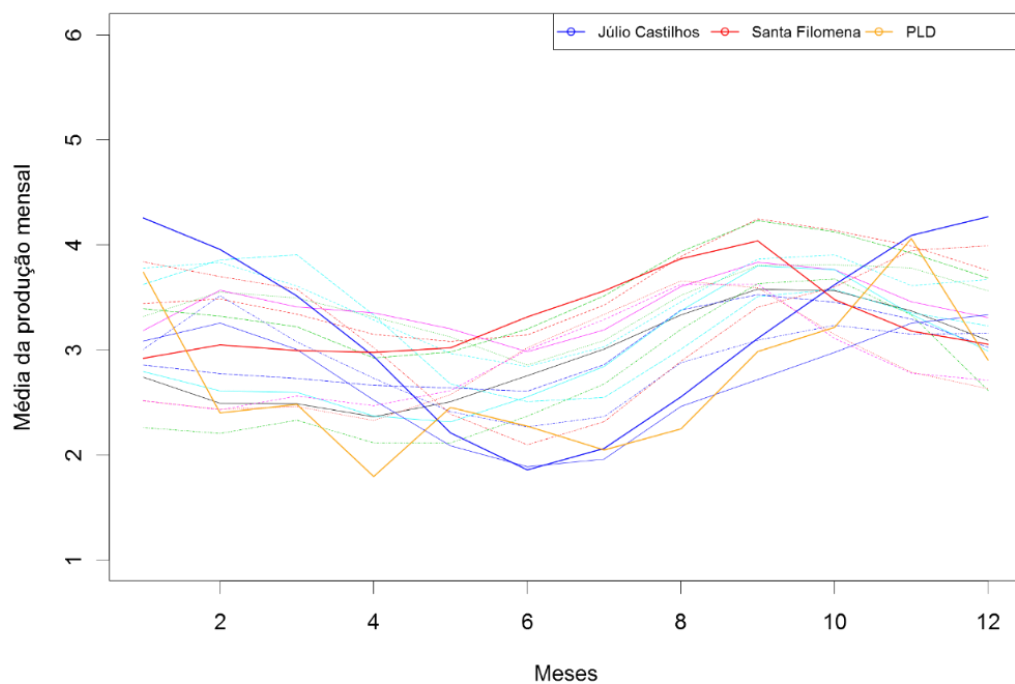


Figura 29: Comparação entre o perfil da produção e o PLD

Fonte: Elaboração própria.

Mesmo assim, quando o valor aumenta, a produção e o PLD estão aumentando e quando o valor diminui, tanto a produção quanto o PLD também estão diminuindo. Em resumo, as duas estações indicam que a geração solar auxiliaria o sistema a economizar mais R\$/MWh gerado nas mesmas épocas do período, isto é, final dos anos de 2003 e 2007, durante o ano de 2010 e final do ano de 2012.

Ainda foi analisado o perfil mensal da produção fotovoltaica de cada estação, com destaque para Júlio Castilhos e Santa Filomena e o comportamento do PLD. A Figura 29 mostra essa análise.

O gráfico mostra, em azul, a estação Júlio Castilhos, em vermelho, a estação Santa Filomena e o PLD em amarelo. O eixo Y mostra a média da produção mensal de cada estação. Verifica-se que a média da produção da estação Júlio Castilhos cai até a metade do ano, quando sobe até o último mês. Já a média da produção mensal de Santa Filomena aumenta até o mês de setembro, reduzindo-se a partir daí. O comportamento mensal do PLD é semelhante ao comportamento da estação Júlio Castilhos, reduzindo-se até o mês de julho e aumentando a partir dessa data. Isso pode contribuir para explicar como uma estação com uma variabilidade elevada na produção consegue atingir o fator de valor mais alto entre todas. Isso pode ocorrer porque a produção acontece no período mais “valioso”, isto é, no período em que o PLD está mais alto e que existe uma maior necessidade de geração complementar.

### **5.3 Discussão**

A análise do valor da fonte solar mostra que o maior fator de valor encontra-se no Rio Grande do Sul na estação da cidade de Júlio Castilhos. Esse fator é 1,05 para o período que considera a crise de 2001 e 1,06 para o período sem a crise. Já o menor fator de valor se localiza no estado do Piauí, no município de Santa Filomena. Ele é 0,99 para o período que considera a crise e 0,97 para o período sem a crise.

Sobre a relação entre os fatores de capacidade e os fatores de valor, as localidades que apresentam os maiores fatores de capacidade são aquelas que têm os menores fatores de valor, enquanto aquelas que atingem fatores de capacidade menores têm os maiores fatores de valor. Isso é explicado pelo comportamento do PLD. O momento em que o

recurso solar estava disponível, o PLD nem sempre estava alto, de modo que o valor da fonte não era tão elevado.

Para confirmar essa ideia, os maiores fatores de capacidade são encontrados nas localidades do Nordeste, entre 15 e 16%, e seus fatores de valor estão na faixa entre a média e 2% acima dela. Além disso, localidades no sul do país com fatores de capacidade por volta de 14% geram fatores de valor 6% acima da média.

Outro resultado diz respeito ao comportamento da produção mensal nas dezessete localidades analisadas e o perfil mensal do PLD. Observa-se que a estação de máximo fator de valor (Júlio Castilhos) tem a trajetória parecida com o PLD, diminuindo até abril e aumentando gradualmente até chegar no máximo em novembro. Já a estação com o menor fator de valor (Santa Filomena) apresenta um perfil de produção complementar ao PLD, ou seja, produz mais quando o PLD está baixo ou diminuindo e produz menos quando o PLD está alto ou aumentando. Isso ajuda a mostrar como a evolução do PLD impacta o fator de valor.

Além disso, analisou-se o valor da fonte solar no período da crise do setor elétrico, no ano de 2001. Os resultados pouco se alteram quando se leva em consideração o período com crise, ou seja, de 2001 até 2013. A estação que apresenta o máximo fator de valor continua sendo a Júlio Castilhos e a estação de mínimo fator de valor continua sendo a Santa Filomena. A maior diferença entre o fator de valor da mesma estação é de, apenas, 0,01. Por esses motivos, as análises com e sem o período de crise foram consideradas equivalentes.

Já Hirth (2013) mostrou que o valor de mercado da fonte solar diminui significativamente quando aumenta a sua participação na matriz. Para níveis baixos de penetração, o valor da fonte é comparável aos valores de fontes mais seguras, como uma térmica. Em uma participação de 15% da fonte solar no sistema, seu fator de valor se reduz para 0,5 a 0,8. No presente trabalho não foi possível calcular as diferentes taxas de penetração das fontes, porque se optou por não utilizar um modelo de despacho, que seria necessário.

Hirth (2013) mostrou também que a magnitude da queda no valor da solar depende do horizonte temporal da análise. No médio prazo, o fator de valor é menor do que no longo prazo. Isso acontece porque na primeira situação a capacidade já instalada é considerada, mas passando o tempo, o sistema é reestruturado (instalação de armazenamento, de linhas

de transmissão e de outros tipos de termelétricas) assim que o valor da solar aumente de novo. Esse resultado é mais significativo quanto maior a taxa de penetração da fonte solar.

Porém, Hirth (2013) não considerou a variabilidade espacial do recurso solar nos países europeus, estabelecendo um único resultado para cada país analisado. Já o presente trabalho estudou o recurso solar em cada localidade, escolheu as mais adequadas, usou uma simulação da produção solar e calculou os fatores de valor para as diferentes localidades.

Além dessa análise, o modelo de fator de valor também foi aplicado para os Estados Unidos. Schmalensee (2014) usou dados observados e mostrou que a variabilidade temporal da produção afeta o fator de valor. Seus resultados mostram que as usinas avaliadas apresentam fatores de valor muito acima da média, variando na faixa de 6% a 24% acima da média. Já os fatores de capacidade vão de 5% a 25%. Esses resultados são os maiores fatores de valor quando comparados com o nosso trabalho e com Hirth (2013).

Um dos motivos para Schmalensee (2014) encontrar fatores de valor tão altos é o fato de ter usado preços horários. Em muitos estados dos Estados Unidos, a carga máxima é entre 12:00 e 15:00, assim aumentando o valor da energia solar que também tem produção máxima nessas horas. Hirth (2013) também utilizou preços horários e isso permite que o efeito da variabilidade da produção diária seja captado. Essa é a primeira limitação do presente trabalho. Como não existem preços horários no Brasil, não é possível captar a variabilidade diária da produção. A maior discretização possível é semanal, intervalo de divulgação do PLD. Dessa forma, a produção foi agregada semanalmente.

Outra limitação é que os dados meteorológicos são modelados. Isso significa que os dados de irradiação resultaram de cálculos e premissas feitas pelo ECMWF. A vantagem é não apresentar valores indisponíveis, enquanto a desvantagem é não ter sido um valor medido empiricamente, o que gera a necessidade de validação.

Essa validação foi feita com dados do INPE, que apresentam NAs. Isso gerou a necessidade de criar critérios de escolha das melhores estações, para que elas fossem usadas na validação. Ainda sobre os dados, o local onde existe a estação de medição do INPE não é exatamente o local onde o ECMWF analisa, mas sim a localidade mais próxima. Sendo assim, em rigor, a comparação do dado medido com o dado modelado não é totalmente precisa, pois estão sendo avaliados locais diferentes, mesmo que próximos.

Por fim, não foi possível reproduzir a estrutura da parte dos resultados usada na eólica para a solar, porque a base de dados utilizada foi diferente. Isso originou classificações diferentes, como aglutinação de estações por regiões e não por estados. A principal diferença é o fato da base de dados eólica ser observada, enquanto a base de dados solar é modelada.

## **6. Conclusão**

Após a realização deste trabalho é possível tirar algumas conclusões. A primeira delas é que o Estado do Rio Grande do Sul representa o maior fator de valor tanto na análise eólica quanto na solar. Na análise eólica, a ordem é Rio Grande do Sul, Rio Grande do Norte, Ceará e Bahia.

Com relação a melhor localidade percebe-se que o Ceará apresenta o maior produto entre fator de capacidade e fator de valor, o que permite afirmar que é o estado mais interessante para se instalar parques eólicos. Já o Rio Grande do Sul, mesmo apresentando o maior fator de valor, tem o menor produto entre os dois indicadores, mostrando que o fator de capacidade também influencia na escolha dos melhores sítios. Isso mostra que apenas o fator de valor não é suficiente para escolher as melhores localidades, assim como apenas o fator de capacidade também não. Dessa forma, essa combinação se mostra mais adequada.

Outra conclusão é que os fatores de capacidade não apresentam uma relação direta com os fatores de valor, no sentido de que um aumento do fator de capacidade não implica necessariamente um fator de valor maior. Na análise solar existe, inclusive, uma oposição nos valores calculados, ou seja, os maiores fatores de valor são encontrados nas localidades de menor fator de capacidade.

Com relação a energia solar, os resultados indicam que a estação que apresenta maior fator de valor localiza-se no estado do Rio Grande do Sul, município de Júlio Castilhos. Já a estação com menor fator de valor está presente no estado do Piauí, cidade de Santa Filomena.

No que diz respeito ao melhor lugar para se instalar os painéis fotovoltaicos, este lugar é a estação de Cedro, no estado do Ceará. Já a pior localidade é a Serra do Quiriri em Santa Catarina. Assim como na análise eólica, observa-se que o local que apresenta o maior fator de valor não é aquele mais interessante para a implantação das usinas.

Dito isso, em termos de planejamento, o fator de valor poderia ser utilizado como um indicador de peso da localidade na implantação das usinas. Se o fator de valor para determinada localidade for elevado, isso sugere que o local pode contribuir mais com o sistema elétrico, na medida em que tende a existir geração quando existe necessidade.

Uma outra possibilidade de utilização do fator de valor seria o seu uso em um inventário comparativo de potencial. O documento apresentaria o potencial renovável e a entrada das usinas por ordem crescente de custos variáveis. O fator de valor poderia ser conjugado a análise dos custos para indicar a melhor sequência de entrada das usinas para o sistema.

Além disso, os investidores poderiam utilizar o fator de valor para verificar o melhor local de implantação dos empreendimentos caso o mercado fosse *spot* e o preço fosse calculado por hora. Nesse contexto, o preço horário indicaria a contribuição de determinada usina em cada momento do dia. Como essa realidade não se aplica ao Brasil, é mais indicado que o próprio planejador realize o cálculo.

Por fim, consideram-se atingidos os objetivos da análise, mas o presente estudo abre novos questionamentos e sugestões para trabalhos futuros. Dentre elas, é possível desenvolver ou executar um modelo de despacho que permita avaliar o impacto da penetração das fontes eólica e solar no sistema elétrico brasileiro e verificar como o fator de valor dessas fontes evolui conforme aumenta a penetração. Além disso, seria interessante a utilização de um outro indicador de necessidade de energia elétrica do sistema, como o nível dos reservatórios. Nessa abordagem, seriam considerados os momentos em que os reservatórios estariam diminuindo como um indicador de necessidade do sistema. Uma segunda sugestão seria fazer um estudo de caso para avaliar como o fator de valor se comporta em um sistema isolado ou em uma micro rede. As séries sintéticas de produção de energia elétrica simuladas no presente trabalho podem ser incorporadas a um modelo de despacho, o que auxiliaria na modelagem do sistema. Uma outra questão a ser analisada é a escolha da tecnologia. Vale a pena um estudo que verifique qual tecnologia utilizar em cada local, isto é, qual tecnologia é mais adequada a cada localidade. Além disso, existem questões regulatórias que podem ser estudadas a partir da análise do fator de valor. A questão dos leilões que contratam esses empreendimentos pode ser vista pela ótica do fator de valor. Uma vez que as fontes renováveis, eólica, solar e até as próprias hidrelétricas apresentam um fator de valor diferente de acordo com o local onde existe o recurso, o leilão pode proporcionar uma melhor alocação de recursos e um maior levantamento de capital privado se considerar os fatores de valor dessas fontes. Dessa forma, é importante que os agentes regulatórios e os empreendedores entendam o significado do fator de valor para que isso possa ser efetivado.



## Referências Bibliográficas

ANEEL. **Leilões**, 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=53>>. Acesso em: 10 jun. 2014

BEZERRA, B. **Análise do Percentual Máximo para a Inserção da Energia Eólica na Matriz Elétrica Brasileira sob a òtica Energética**. In: XXII SEIMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Brasília: 2013

BORBA, B. et al. Energy related climate change mitigation in Brazil: Potencial, abatment costs and associated policies. **Energy Policy**, v. 49, p. 430–41, 2012.

CCEE. **6º Leilão de Reserva**, 2014. Disponível em: <[http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/noticias-opiniao/noticias/noticiaLeitura?contentid=CCEE\\_319839&\\_afLoop=907840969875685#%40%3Fcontentid%3DCCEE\\_319839%26\\_afLoop%3D907840969875685%26\\_adf.ctrl-state%3D5ehgkacs1\\_26](http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/noticias/noticiaLeitura?contentid=CCEE_319839&_afLoop=907840969875685#%40%3Fcontentid%3DCCEE_319839%26_afLoop%3D907840969875685%26_adf.ctrl-state%3D5ehgkacs1_26)>. Acesso em: 11 mar. 2014

COMPANY, O. S. G. G. **Life-cycle Environmental Performance of Silicon Solar Panels**, ago. 2008. Disponível em <[http://www.oregon.gov/ODOT/HWY/OIPP/docs/solar\\_panel\\_lifecycle.pdf?ga=t](http://www.oregon.gov/ODOT/HWY/OIPP/docs/solar_panel_lifecycle.pdf?ga=t)>. Acesso em: 12 abr. 2014.

COSTA JUNIOR, L. C.; VIEIRA, B.; BARROSO, L. A.; BRITO, M. C. T.; THOME, F. S.; PEREIRA, M. V. “Nível Meta: Avaliação da Metodologia e dos Impactos Econômicos para o Consumidor”. **Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional**. 2009.

CUNHA, D. A.; FERREIRA, L. V. “Impacts of the Belo Monte Hydroelectric Dam Construction on Pioneer Vegetation Formations along the Xingu River, Pará State, Brazil.” **Revista Brasileira de Botânica**, v. 35, n. 2, p. 159–67, 2012.

CUSTÓDIO, R. **Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica**. 1ª ed. Rio de Janeiro, Eletrobrás, 2009.

D’ ARAÚJO, R. P. **Setor Elétrico Brasileiro: Uma Aventura Mercantil**. Brasília: CONFEA, 2009.

DA SILVA, N. F.; ARAÚJO, M. R. The utilization of wind energy in the Brazilian electric sector’s expansion. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 9, p. 289–309, 2005.

DUTRA, R.; SZKLO, A. Assessing long-term incentive programs for implementing wind power in Brazil using GIS rule-based methods. **Renewable Energy**, v. 33, p. 2507–2515, 2008.

ENERCON, G. **Enercon Wind Energy Converters - Product Overview**. Alemanha, 2010. Disponível em: <[http://www.enercon.de/p/downloads/EN\\_Productoverview\\_0710.pdf](http://www.enercon.de/p/downloads/EN_Productoverview_0710.pdf)>. Acesso em: 4 jul. 2014

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balço Energético Nacional 2014: Ano base 2013** / Empresa de Pesquisa Energética. – Rio de Janeiro: EPE, 2014.

FERREIRA, H. T. **Energia Eólica: Barreiras à Sua Participação no Setor Elétrico Brasileiro**. Dissertação de Mestrado—São Paulo: Universidade de São Paulo, 2008.

FINARDI, E. C. **Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Utilizando Processamento de Alto Desempenho**. Dissertação de Mestrado—Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 1999.

FRANSCISCO, R. N. **Propostas Metodológicas para o Tratamento da Curva de Aversão a Risco no Modelo de Planejamento da Operação a Médio Prazo**. Monografia—Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2006.

GASS, V. et al. Assessing the economic wind power potential in Austria. **Energy Policy**, v. 53, n. C, p. 323–330, 2013.

GEMIGNANI, M.; KAGAN, N.; CASTRO, G. “Energia Solar na Matriz Energética: Impactos Técnicos e Econômicos no Sistema Interligado Nacional”. In: V CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR. Recife, Brasil: Abril de 2014. Acesso em: 1 dez. 2014

GONZALEZ, M. **O Mito do Alto Custo: Uma Comparação Entre a Energia Solar Fotovoltaica e a Energia Nuclear**. Dissertação de Mestrado—Santo André: Universidade Federal do ABC, 2010.

HIRTH, L. The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price. **Energy Economics**, v. 38, p. 218–236, jul. 2013.

JÚNIOR, R. B. **Programação Linear com Controle de Risco para o Planejamento da Operação do SIN**. Dissertação de Mestrado—São Carlos: Universidade de São Paulo, 2013.

LAMIGUEIRO PERPIÑÁN, O. **Solar Photovoltaic Systems**, 2014. Disponível em: <<http://oscarperpinan.github.io/solar/>>. Acesso em: 11 out. 2014

MARCEIRA, M. E. **Manual de Referência Modelo Newave**. Rio de Janeiro: CEPEL, 2001. Disponível em: <[http://ie.fing.edu.uy/simsee/biblioteca/Brasil/NW201203/ManualReferencia\\_Newave\\_comentado.pdf](http://ie.fing.edu.uy/simsee/biblioteca/Brasil/NW201203/ManualReferencia_Newave_comentado.pdf)>. Acesso em: 15 maio. 2014.

MARINHO, M. H. N. e AQUINO, R., R., B. **Oferta de Energia através da complementariedade sazonal hidro-eólica**. PCH Notícias & SHP News, n. 40, p.24-28, 2009.

MARTINS, F. R. et al. Solar energy scenarios in Brazil. Part two: Photovoltaics applications. **Energy Policy**, v. 36, p. 2865–2877, 2008.

MELO, M. **Energia Eólica: Aspectos Técnicos e Econômicos**. Dissertação de Mestrado—Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, jul. 2012.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2022** / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2013.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2021** / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2012.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Desenvolvimento, Implementação e Testes de Validação da Metodologia para Internalização do Mecanismo de Aversão a Risco cVar no Programa Computacional DECOMP para Estudos Energéticos e Formação de Preço**. Brasília: [s.n.].

MIRANDA, R. F. C. **Análise da Inserção de Geração Distribuída de Energia Solar Fotovoltaica no Setor Residencial Brasileiro**. Dissertação de mestrado - Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Boletim Mensal de Monitoramento do Setor Elétrico Brasileiro - outubro de 2014**, Outubro de 2014. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/Boletim\\_de\\_Monitoramento\\_do\\_Sistema\\_Eltrico\\_-\\_Outubro-2014.pdf](http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/Boletim_de_Monitoramento_do_Sistema_Eltrico_-_Outubro-2014.pdf)>. Acesso em: 12 out. 2014

NANNI AS et al. **Quantum GIS - Guia do usuário, versão 1.7.4 “Wrocrow”**, 2012. Disponível em: <<http://qgisbrasil.org>>. Acesso em: 26 nov. 2014

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. NT 059/2008. **Procedimentos Operativos de Curto Prazo para Aumento da Segurança Energética do Sistema Interligado Nacional**. 2008. Disponível em <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2008/062/documento/nt\\_059\\_2020.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2008/062/documento/nt_059_2020.pdf)>. Acesso em 12 out. 2014.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Curvas Quinquenais de Aversão ao Risco Para o Sistema Interligado Nacional - CAR5 2013/2017**, 2013b. Disponível em <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/027/documento/nt\\_\\_0033-2013\\_car5\\_-14-3-13.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/027/documento/nt__0033-2013_car5_-14-3-13.pdf)>. Acesso em 12 out. 2014.

PEREIRA, A. O. **Operação Independente por Subsistemas: Comportamento Estratégico para a Geração no Sistema Elétrico Brasileiro**. Tese de doutorado—Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2005.

PEREIRA, E. B. **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos: INPE, 2006.

PEREIRA JR., A.; DAVID, P. M.; SPERA, M. R. **Análise das Metodologias de Cálculo do custo de Déficit de Energia Elétrica**. In: VIII CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA. Rio de Janeiro: 2010

PEREIRA JR., A. O. et al. Strategies to promote renewable energy in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p. 681–688, 2011.

PEREIRA, M. G. et al. The renewable energy market in Brazil: Current status and potencial. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, p. 3786–3802, 2012.

PERPIÑAN LAMIGUEIRO, O. solaR: Solar radiation and photovoltaic systems with R. **Journal of Statistical Software**, v. 50, n. 9, p. 1–32, 2012.

RICOSTI, C.; SAUER, I. L. An assessment of wind power prospects in the Brazilian hydrothermal system. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 19, p. 742–753, 2013.

SCHMALENSEE, R. The Performance of U.S. Wind and Solar Generating Plants. 2014. Disponível em < <http://www.ksg.harvard.edu/hepg/Papers/2014/Schmalensee%20%20--%20%20Wind%20%20Solar%20--%20final.pdf>>. Acesso em 15 mai. 2014.

SCHMIDT, J., CANCELLA, R., PEREIRA, A.O., 2014. Combining windpower and hydropower to decreases seasonal and inter-annual availability of renewable energy sources in Brazil. Discussion Paper. Institute for Sustainable Economic Development DP-56-2014. Disponível em < <ftp://ftp.boku.ac.at/pub/repecftpg/repecftp/RePEc/sed/wpaper/562014.pdf>>. Acesso em 12 jan. 2015.