



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO REGIONAL DE CIÊNCIAS NUCLEARES DO NORDESTE
DEPARTAMENTO DE ENERGIA NUCLEAR
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM TECNOLOGIAS ENERGÉTICAS E
NUCLEARES

LUIZ HOMERO CÂMARA MEDEIROS

**ANÁLISE ESTATÍSTICA COM EMPREGO DA REGRESSÃO LINEAR MÚLTIPLA
DA SUAUIZACÃO DA VARIABILIDADE DA ENERGIA GERADA POR
AGREGADOS DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS CONECTADAS AO SIN**

Recife

2018

LUIZ HOMERO CÂMARA MEDEIROS

**ANÁLISE ESTATÍSTICA COM EMPREGO DA REGRESSÃO LINEAR MÚLTIPLA
DA SUAVIZAÇÃO DA VARIABILIDADE DA ENERGIA GERADA POR
AGREGADOS DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS CONECTADAS AO SIN**

Dissertação ou Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Fontes Renováveis de Energia

Orientador: Profa. Dr. Olga de Castro Vilela

Coorientador: Prof. Dr. Pedro André C. Rosas

Recife

2018

Catálogo na fonte

Bibliotecário Carlos Moura, CRB-4 / 1502

M488a Medeiros, Luiz Homero Câmara.

Análise estatística com emprego da regressão linear múltipla da suavização da variabilidade da energia gerada por agregados de plantas fotovoltaicas conectadas ao SIN.
/ Luiz Homero Câmara Medeiros. - Recife: O Autor, 2018.

86 f. : il., tabs.

Orientadora: Profa. Dra. Olga de Castro Vilela.

Coorientador: Prof. Dr. Pedro André Carvalho Rosas.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em

LUIZ HOMERO CÂMARA MEDEIROS

**ANÁLISE ESTATÍSTICA COM EMPREGO DA REGRESSÃO LINEAR MÚLTIPLA
DA SUAVIZAÇÃO DA VARIABILIDADE DA ENERGIA GERADA POR
AGREGADOS DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS CONECTADAS AO SIN**

Dissertação ou Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Aprovada em: 15/02/2018

BANCA EXAMINADORA

Prof^ª. Dra. Olga de Castro Vilela (Orientadora)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof^º. Dr. Alcides Codeceira Neto (Examinador Externo)
Universidade de Pernambuco

Prof^ª. Dr. Luís Arturo Gómez Malagón (Examinadora Externo)
Universidade de Pernambuco

Prof^º. Dr. José Bione de Melo Filho (Examinador Externo)
Instituto Federal de Pernambuco

DEDICATÓRIA

Dedico aos meus filhos Lígia, Pietro e Lorena o trabalho realizado.

(Perpetuar-se através de nossa descendência é nossa mais nobre missão).

À Inez,

(Minha fortaleza, amiga e confiante, a quem recorro em todas as horas).

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Luiz Medeiros (*in memorian*) e Lúgia Câmara (*in memorian*), pessoas simples, que me transmitiram sólidos valores de honestidade, trabalho árduo e contínuo aprendizado.

À professora-doutora Olga Vilela, que na qualidade de orientadora, sempre apoiou o projeto de pesquisa e encorajou o autor a perseverar nos momentos mais difíceis do trabalho, prestando valiosas orientações e correções de rumo, sempre que necessário.

Ao professor-doutor Pedro Rosas, co-orientador, pelos valiosos *insights* recebidos.

Ao professor-doutor Alexandre Costa pela inestimável orientação, desprendimento profissional de educador e generoso ensino na parte crucial da análise estatística com emprego da regressão linear múltipla.

Aos colegas de curso Leonardo Brennan e Gabriel Rolim pela ajuda no emprego das ferramentas computacionais.

“The most dramatic moments in the development of physics are those in which great syntheses take place, where phenomena which previously had appeared to be different are suddenly discovered to be but different aspects of the same thing. The history of physics is the history of such syntheses, and the basis of the success of physical science is mainly that we are able to synthesize.

Perhaps the most dramatic moment in the development of physics during the 19th century occurred to J. C. Maxwell one day in the 1860s, when he combined the laws of electricity and magnetism with the laws of the behavior of light. As a result, the properties of light were partly unraveled—that old and subtle stuff that is so important and mysterious that it was felt necessary to arrange a special creation for it when writing Genesis. Maxwell could say, when he was finished with his discovery, “Let there be electricity and magnetism, and there is LIGHT!””

The Feynman Lectures on Physics

(Feynman, Leighton e Sands, 1963)

“I think 99 times and find nothing. I stop thinking, swim in silence, and the truth comes to me.”

— Albert Einstein

RESUMO

Os leilões ANEEL ocorridos em dezembro/2017 para novos empreendimentos de geração A-6 e A-4, concorrem para injetar no Sistema Interligado Nacional (SIN) 897,6 MW de energia de origem eólica (727,4 MW) e solar (170,7 MW) ao longo dos próximos 4 ou 6 anos e expressam uma nítida tendência de inserção desse tipo de energia no sistema de potência brasileiro. Ressalte-se que a integração na matriz elétrica de tecnologias de geração de energia a partir de fontes renováveis como essas exibe dois aspectos marcantes, que a torna distinta da integração das demais formas mais convencionais de geração de energia, a saber, a variabilidade e imprevisibilidade, características que em conjunto são denominadas de intermitência da energia renovável. A geração de energia por uma planta solar, por exemplo, é diretamente influenciada por dois fatores, um de origem determinística e associado à geometria solar, às leis físicas que governam a translação da Terra ao redor do Sol e à influência da distância desse astro à Terra. Outro, de origem probabilística, envolve o movimento das nuvens e condições atmosféricas e possui um forte viés estocástico, sendo somente possível seu estudo fazendo uso de modelos empíricos, fruto da simples observação e experiência dos pesquisadores ou modelos físico-matemáticos, que requerem grande carga computacional para processamento de complicados algoritmos com quantidade considerável de variáveis de entrada executados em computadores para aplicações meteorológicas. O presente estudo tem como objetivo analisar a distribuição espacial de plantas fotovoltaicas (FV) em larga-escala, conectadas ao sistema de transmissão sob a forma de clusters (agregados) fotovoltaicos, como forma de suavização espacial (spatial smoothing) da intermitência inerente à energia solar. O estudo é realizado com foco na região nordeste do Brasil, considerada atrativa para a instalação de plantas FV. Uma metodologia, com base em Regressão Linear Múltipla (MLR), é proposta como ferramenta para indicar a distribuição de plantas (percentuais de potência instalada) mais adequada, dentro do conjunto analisado.

Palavras-chave: Plantas Solares em Larga-Escala. Integração à Rede Elétrica. Regressão Linear. Regressão Linear Múltipla.

ABSTRACT

The ANEEL auctions A-6 and A-4 that were held on December/2017 related to new generation plants will make it possible injecting in the Brazilian Interconnected Power System a total amount of 897.6 MW from wind power origin (727.4 MW) and solar power origin (170.7 MW) in the next 4 to 6 years and express a clear tendency towards such a nature of energy in the Brazilian power system. It must be pointed out that the renewable energy integration in the power grid, in special solar and wind resources, exhibits two remarkable aspects that make the integration of those forms of energy generation distinct from the integration of those more conventional ones in terms of variability and unpredictability, characteristics that are known in conjunction as intermittency of the renewable resources. The energy generation as provided by a solar plant is directly influenced by two factors; the first one has a deterministic nature and is associated with solar geometry, physical laws governing the Earth translation movement around the Sun as well as the distance between both celestial bodies. The second factor has a probabilistic nature that comprises the transit of the clouds as well as the atmospheric conditions and exhibits a strong stochastic behaviour that makes it only possible understanding the phenomenon by the use of empirical models originated from the observation and experience of the researchers and specialists or, alternatively, by the use of physical-mathematical models imposing a large computational burden in order to process complex algorithms with a considerable amount of input variables running in computers employed for meteorological tasks. The present research work primarily investigates the spatial distribution of large-scale photovoltaic power plants, connected to the transmission system under the form of clusters as a way to promote a spatial smoothing of solar intermittency and its impact in the power system. The study is carried out with emphasis in the Brazilian Northeast, a well-known region very attractive for the erection of PV power plants due to its high solar radiation. A methodology based on Multiple Linear Regression (MLR) tool is proposed in order to weight in an optimal way the power generated by a set of distributed solar power plants across the north-eastern territory.

Keywords: Large-Scale Photovoltaic Power Plants. Grid Integration. Multiple Linear Regression (MLR).

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Capacidade instalada de geração no Brasil em jan/2018 (MW)	20
Figura 2 – Sistema Interligado Nacional	21
Figura 3 – Suavização da variabilidade da irradiância solar com o intervalo de observação ..	25
Figura 4 – Suavização da variabilidade da irradiância solar diária com a área.....	25
Figura 5 – Correlação de localidades americanas função das escalas de tempo e distância	33
Figura 6 – Esquemático da análise estatística do recurso solar do conjunto de localidades	36
Figura 7 – Localização geográfica dos locais de interesse	37
Figura 8 – Potencial de geração solar fotovoltaica: Rendimento energético anual.....	40
Figura 9 – Esquemático da análise para redução da variabilidade conjunta das localidades...45	
Figura 10 – Comparação de sinais resultantes s/correção e c/correção pela $I_{cc,total}$	50
Figura 11 – Correlação cruzada entre os sinais de ΔI_h em função das distâncias.....	55
Figura 12 - Correlações cruzadas entre os sinais de Δk_c em função das distâncias	56
Figura 13 - Médias e medianas das correlações cruzadas entre os sinais de ΔI_h	57
Figura 14 - Médias e medianas das correlações cruzadas entre os sinais de Δk_c	57
Figura 15 – Desv. padrão diferença irradiância ($\sigma_{\Delta I_h, total}$) versus desv. padrão ($\Delta I_h, total$)	58
Figura 16 – Desv. padrão da diferença ($\sigma_{\Delta k_c}$) versus desv. padrão (Δk_c).....	59
Figura 17 - Contribuição de cada localidade na composição da potência FV total.....	60
Figura 18 - Raiz do erro médio quadrático das diferenças (RMSD) obtidas na validação	61
Figura 19 – Potencial de geração solar	65

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Previsão para início de operação comercial.....	19
Tabela 2 – Localidades de interesse	38
Tabela 3 – Correlações cruzados entre os valores de ΔI_h (a) e Δk_c (b) entre localidades	54

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CECRE.	Centro de Controle de Energias Renováveis
COSR	Centro de Operação de Sistema Regional
DIT	Demais Instalações de Transmissão
EPRI	Electric Power Research Institute
ESRA	European Solar Radiation Atlas
EWEA	European Wind Energy Association
GCH	Grande Central Hidroelétrica
GD	Geração Distribuída
ICG	Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração
IEC	International Electrotechnical Commission
IFC	International Finance Corporation
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IRENA	International Renewable Energy Association
MLR	Multiple Linear Regression
NERC	North American Reliability Corporation
NERC	North American Reliability Corporation
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NSRDB	National Solar Radiation Database
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration
O&M	Operação & Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidroelétrica
PSM	Physical Solar Model
RMSE	Root Mean Square Error
RMSD	Root Mean Square Difference
SAM	System Advisory Model
SIN	Sistema Interligado Nacional
REN	Resolução Normativa ANEEL
WMO	World Meteorological Association

Sumário

1	INTRODUÇÃO	13
2	MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA E AS RENOVÁVEIS	19
2.1	Capacidade instalada de geração no Brasil.....	19
2.2	Sistema Interligado Nacional (SIN)	20
2.3	Energias renováveis versus formas de energia convencionais.....	22
3	REVISÃO DA LITERATURA	24
3.1	Suavização da variabilidade espacial e temporal da energia solar	24
3.2	Impactos da variabilidade do recurso solar no balanço carga-geração	25
3.3	Determinação da correlação linear entre as localidades.....	28
3.3.1	Determinação da escala ou resolução temporal.....	28
3.4	Determinação da rampa de variação	29
3.5	Métricas estatísticas de variabilidade empregadas	30
4	METODOLOGIA	35
4.1	Análise da variabilidade da irradiância solar	35
4.1.1	Definição do conjunto original (Z_0) de localidades de interesse	37
4.1.2	Base de dados	40
4.1.3	Cálculo da irradiância de céu claro (I_{cc}) e do índice de céu claro para cada localidade em Z_0	42
4.1.4	Cálculo das correlações cruzadas de ΔI_h e Δk_c entre todas as localidades	43
4.2	Suavização da variabilidade conjunta das localidades de interesse	43
4.2.1	Calibração/Validação da MLR	46
4.2.2	Exclusão de localidades de Z_0 e definição de Z_n	48
4.2.3	Cálculo da média aritmética das séries de I_h	49
4.2.4	Análise do desempenho da MLR frente às médias.....	49
5	RESULTADOS.....	53
5.1	Análise da variabilidade e correlações cruzadas	53

5.2	Resultado da MLR na composição das centrais	59
6	CONCLUSÕES	62
7	PERSPECTIVAS FUTURAS.....	64
	REFERÊNCIAS	67
	APÊNDICE A – ANÁLISE DE LINEARIDADE	72
	APÊNDICE B – TABELAS DE CORRELAÇÃO	76
	ANEXO A – SYSTEM ADVISORY MODEL (SAM).....	78
	ANEXO B – CLASSIFICAÇÃO CLIMÁTICA KÖPPEN-GEIGER	83

1 INTRODUÇÃO

As pressões advindas da consciência ambiental na sociedade moderna são cada vez mais crescentes e em direção a um modelo de desenvolvimento de baixa emissão de carbono, sendo a opção pelas fontes renováveis aquela que oferece mais oportunidades, mas que também pode representar ameaças à confiabilidade, disponibilidade e resiliência dos sistemas elétricos existentes.

Conforme relatório NERC (2009), tais sistemas nunca foram planejados em nenhum país do mundo para operar com um nível tão alto de incerteza acerca da disponibilidade de eletricidade proveniente de fontes de alta variabilidade, de modo a compor suas estratégias de despacho da geração e acomodar a demanda da carga.

No caso do Brasil, esse tema deve ser endereçado, a partir do observado nos últimos anos com os problemas enfrentados com a principal componente da matriz elétrica brasileira, a energia hidroelétrica, responsável ainda por mais da metade da capacidade instalada e em operação, a qual é também de natureza renovável.

Nos últimos anos, o Brasil tem enfrentado um histórico de baixo nível dos reservatórios hidroelétricos, devido a um contexto recorrente de baixa pluviosidade, agravado pelo desmatamento das margens e nascentes dos rios, em especial da região Sudeste, onde se concentram importantes mananciais hidráulicos. Ademais, nessa região, o potencial hidroelétrico já foi praticamente explorado em sua totalidade, à exceção das Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH), geograficamente dispersas no Sudeste e Centro-Oeste em especial.

A próxima grande fronteira hidroenergética a ser explorada são as bacias da região Norte, sob restrições sócio-ambientais muito mais severas do que as existentes na origem da formação da matriz elétrica brasileira em meados do século passado.

A integração das renováveis na matriz elétrica é um tema já extensivamente debatido em diversos estudos como Blackburn (2010); Cochran et al (2012); NERC (2009); NERC (2010); Dester, Trindade e Bajay (2013); Ecofys (2013); EPRI (2011);

EWEA (2009); IEC (2011); (IEC, 2012); IFC (2015) e IRENA (2015). Esses estudos apresentam diferentes aspectos e abordagens próprias acerca da inserção das fontes renováveis no sistema elétrico de potência.

Em particular, Cochran et al (2012) abordam as melhores práticas adotadas por seis países pioneiros no emprego das fontes renováveis, a saber, Austrália (região Sul), Dinamarca, Alemanha, Irlanda, Espanha e Estados Unidos (Colorado e Texas, em particular).

O mencionado estudo ressalta que não existe uma abordagem padrão aplicável de maneira uniforme e geral a todos os países, antes se tratando muito mais de um exercício de particularização de políticas específicas, estruturação de mercado e filosofias de operação dos sistemas interligados de potência nacionais, de forma a assegurar a adequada confiabilidade e flexibilidade necessárias para a integração das renováveis na matriz elétrica.

Com o intuito de fazer face à problemática de inserção das renováveis na matriz energética, cinco áreas de intervenção são propostas por Cochran et al (2012):

- i. Obtenção do engajamento da sociedade nos empreendimentos de fontes renováveis no tocante aos aspectos fundiários, impactos ambientais, cessão/negociação de propriedade para localização das plantas, dentre outros fatores que afetam a percepção dessa sociedade acerca dos reais benefícios da opção pelas renováveis;
- ii. Planejamento integrado e coordenado pelo poder concedente da geração, transmissão e desempenho do sistema elétrico interligado para acomodar altos níveis de inserção das renováveis;
- iii. Desenvolvimento de modelo estrutural adequado de regulação e comercialização, levando em conta as particularidades das renováveis;

- iv. Aperfeiçoamento da operação do sistema interligado nacional, contando com apoio de uma quantidade considerável de abordagens tecnológicas, hoje já existentes;
- v. Diversificação e distribuição geográfica das fontes renováveis em contraposição à sua natural intermitência.

Existe realmente uma preocupação básica a todas as concessionárias e autoridades governamentais do setor elétrico ao redor do mundo com o crescente nível de inserção da energia solar na matriz elétrica, que antes havia acomodado níveis iniciais dessa fonte primária de energia intermitente sem impactos significativos na operação do sistema interligado de potência, em termos de parâmetros de confiabilidade, segurança e disponibilidade.

A variabilidade do recurso solar é resultado tanto de fenômenos meteorológicos de natureza estocástica como de fenômenos determinísticos como a rotação da Terra sobre seu próprio eixo e a passagem das estações, dentre outros fatores. Essa variabilidade se constitui ainda na *principal barreira* para a maior inserção da geração solar fotovoltaica nos sistemas de potência. Assim, é necessário o estabelecimento de um portfólio de soluções tecnológicas, tanto do lado da geração como do lado da carga, concebido com o intuito de aliviar o desequilíbrio entre a disponibilidade intermitente da geração solar e a demanda variável da carga conectada à rede elétrica.

Para acentuar o problema, a variabilidade e imprevisibilidade do recurso solar ocorrem em toda escala de tempo, tanto sob a forma de curtas variações, segundo a segundo, nas quais o efeito mais evidente do comportamento estocástico da energia solar é representado pela passagem de nuvens sobre uma planta solar e seu imediato impacto na energia gerada e injetada no sistema de potência, quanto fenômenos com periodicidade em larga escala, exemplo, inter-anual, como a ocorrência do *El Niño* e as erupções vulcânicas com a emissão de aerossóis na atmosfera, ou mesmo decenal, como as manchas solares (Perez e Fthenakis, 2015).

Nessas condições, a capacidade dos sistemas fotovoltaicos em se adaptar a rápidas mudanças na energia gerada parece ser fundamental para a habilidade do sistema de potência em acomodar altos níveis de inserção da geração solar.

Com efeito, através do processo de progressiva injeção (conhecido pelo termo “*rampeamento*” no jargão do setor) para cima ou para baixo da energia no sistema elétrico, a eletrônica de potência integrante dos modernos inversores *smart grid*¹ de conexão à rede da planta fotovoltaica, permitirá no futuro se conviver mais facilmente com a intrínseca variabilidade e incerteza da fonte primária solar.

Isso poderá ser um fator positivo a ser considerado para se poupar o aumento da reserva girante convencional responsável por realizar o correto balanço carga-geração na operação do sistema elétrico. De fato, nessas condições a capacidade de adaptação da geração fotovoltaica (e eólica) poderá concorrer para a postergação de decisões de construção de novos e dispendiosos corredores de transmissão de energia para prover caminhos alternativos, aonde venha a passar o fluxo de potência gerado em outros pontos do sistema para compensar a intermitência das renováveis.

Do lado dos geradores de energia solar fotovoltaica, podem ser identificadas três soluções para fazer face à natural variabilidade do recurso: (i) a dispersão geográfica das plantas solares em um grande território; (ii) o emprego das tecnologias de armazenamento do excedente de energia solar gerada para posterior injeção no sistema de potência conforme os requisitos da carga e (iii) o aqui denominado corte inteligente (*smart curtailment*) para acomodar a geração solar à demanda da carga em condições de impossibilidade de armazenamento do excedente gerado (Perez e Fthenakis, 2015).

¹ Em rápidas palavras, a conceituação de *smart grid* pode ser explicada como a convergência tecnológica entre as telecomunicações e a geração, transmissão e distribuição de energia, de forma a prover inteligência de processamento distribuída local e flexibilidade operacional, que possibilitem a constituição de fluxos de energia e comunicação bidirecionais. No paradigma tradicional, a geração de energia segue a demanda, ao passo que no paradigma de rede inteligente, tendo em vista o contexto de consumo autossustentável, a demanda tenderá a se acomodar de forma ótima à disponibilidade da geração.

Das abordagens acima mencionadas, o presente trabalho se ocupará do item (i), procurando analisar os aspectos relacionados à variabilidade da geração solar em uma área específica do Nordeste do Brasil, e à distribuição geográfica de plantas solares na região estudada como forma de amenizar essa variabilidade.

Por último, convém ressaltar que a avaliação da viabilidade técnica e econômica de implantação de agregados fotovoltaicos em larga-escala num dado ponto do sistema de potência deve obrigatoriamente levar em conta os custos de integração dessa geração renovável na matriz elétrica, um fator muitas vezes não claramente explicitado pelos entusiastas dessa tecnologia, mas que deve ser ponderado, a bem da própria formação de um senso positivo comum acerca da opção pela energia renovável, em lugar da energia proveniente da queima de combustíveis fósseis e como único caminho viável para a humanidade ao médio e longo prazo.

Este trabalho tem, por conseguinte, o objetivo de analisar a distribuição espacial de plantas fotovoltaicas (FV) em larga-escala, conectadas ao sistema de transmissão na topologia de *clusters* (agregados) fotovoltaicos², como forma de suavização espacial (*spatial smoothing*) da variabilidade inerente à energia solar. O estudo é realizado com foco na região mais central do Nordeste do Brasil, considerada atrativa para a instalação de plantas fotovoltaicas.

Uma metodologia, com base em Regressão Linear Múltipla (MLR), é proposta como ferramenta para indicar a distribuição de plantas (percentuais de potência instalada) mais adequada, dentro do conjunto analisado.

O texto remanescente é dividido da seguinte forma: O Capítulo 2 discute aspectos importantes relacionados à matriz energética brasileira com ênfase na inserção das energias renováveis ao Sistema Interligado Nacional. A revisão de literatura é

²A maneira como a geração fotovoltaica em larga-escala (ou ainda o armazenamento em larga-escala de energia e a geração heliotérmica) será conectada ao SIN ainda não está perfeitamente esboçada pela ANEEL. Estima-se que deve seguir a mesma sistemática das Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICG) integrantes da Rede Básica ou das DIT (Demais Instalações de Transmissão) não-integrantes da Rede Básica, de responsabilidade dos Concessionários de Serviço Público de Transmissão (ou de Distribuição) de Energia Elétrica, detentores da instalação a que estiverem conectadas, e que se destinam a possibilitar, mediante o pagamento de encargo específico, a conexão de centrais de geração a partir de fonte eólica, solar, biomassa ou pequenas centrais hidroelétricas.

apresentada no Capítulo 3. O Capítulo 4 apresenta a metodologia proposta e ferramentas adotadas na análise estatística realizada em termos das localidades de interesse, métricas empregadas na análise da variabilidade do recurso solar para determinação das correlações entre as localidades e proposta de aplicação da regressão linear múltipla. O Capítulo 5 apresenta os resultados obtidos. As conclusões são apresentadas no Capítulo 6, seguidas por uma discussão dos possíveis desdobramentos para trabalhos futuros, apresentada no Capítulo 7.

2 MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA E AS RENOVÁVEIS

A matriz elétrica brasileira ainda é de natureza essencialmente hidrotérmica, com a predominância da geração hidroelétrica e termoelétrica, essa última funcionando com a queima de bio-combustíveis ou combustíveis fósseis, ambas constituindo a energia firme (*baseload*), que assegura dinamicamente o equilíbrio carga-geração para estabilidade em frequência do sistema de potência (Pereira et al, 2017 e Kundur et al, 2004).

A energia eólica, que já começa a despontar na matriz elétrica brasileira, tende a desempenhar um papel cada vez mais relevante, por conta da complementaridade nas horas de ponta de carga em relação à energia hidráulica, que vem apresentando certa escassez devido ao regime pluviométrico desfavorável ocorrido nos últimos anos.

Para a energia solar, o recente relatório de fiscalização de empreendimentos fotovoltaicos (ANEEL, 2018) indica que a produção de energia solar no Brasil pode dobrar em 2018, ano que concentrará a maioria das entradas em operação das 67 usinas solares previstas pela ANEEL para iniciar geração até 2021, fruto de leilões realizados em 2014 e 2015, conforme Tabela 1, extraída desse relatório.

Tabela 1 – Previsão para início de operação comercial

Viabilidade	Quantidade Usinas	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	SEM
		(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	PREVISÃO
ALTA	28	781,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MÉDIA	35	231,14	356,00	48,32	200,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BAIXA	4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00
TOTAL ANUAL		1012,19	356,00	48,32	200,00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2018

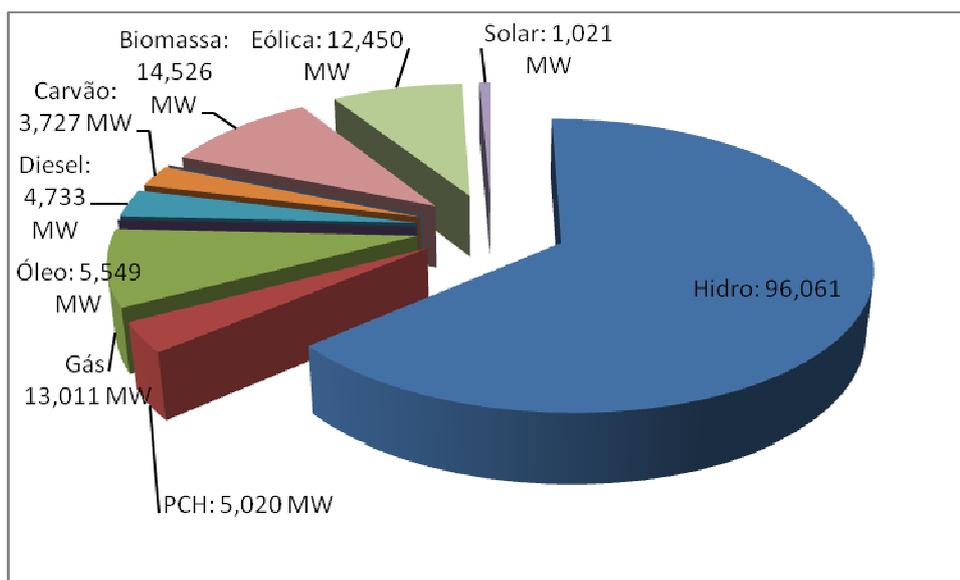
2.1 Capacidade instalada de geração no Brasil

A capacidade instalada de geração da matriz elétrica brasileira em 31/01/2018 era de 158.089.254 kW \approx 158 TW, sendo composta por grandes e pequenas centrais

hidroelétricas, termoelétricas, respectivamente, em tecnologia a gás natural, a óleo, à diesel, a carvão, nuclear e biomassa, além das centrais eólicas e centrais fotovoltaicas.

Sozinha, a geração hidroelétrica representa algo como 63,93% da geração total na matriz elétrica brasileira. A geração termoelétrica 27,53%, a geração eólica 7,87% e a geração solar ainda é um traço de 0,64% , conforme Figura 1.

Figura 1 – Capacidade instalada de geração no Brasil em jan/2018 (MW)



Fonte: Adaptado de Penergy (2018)

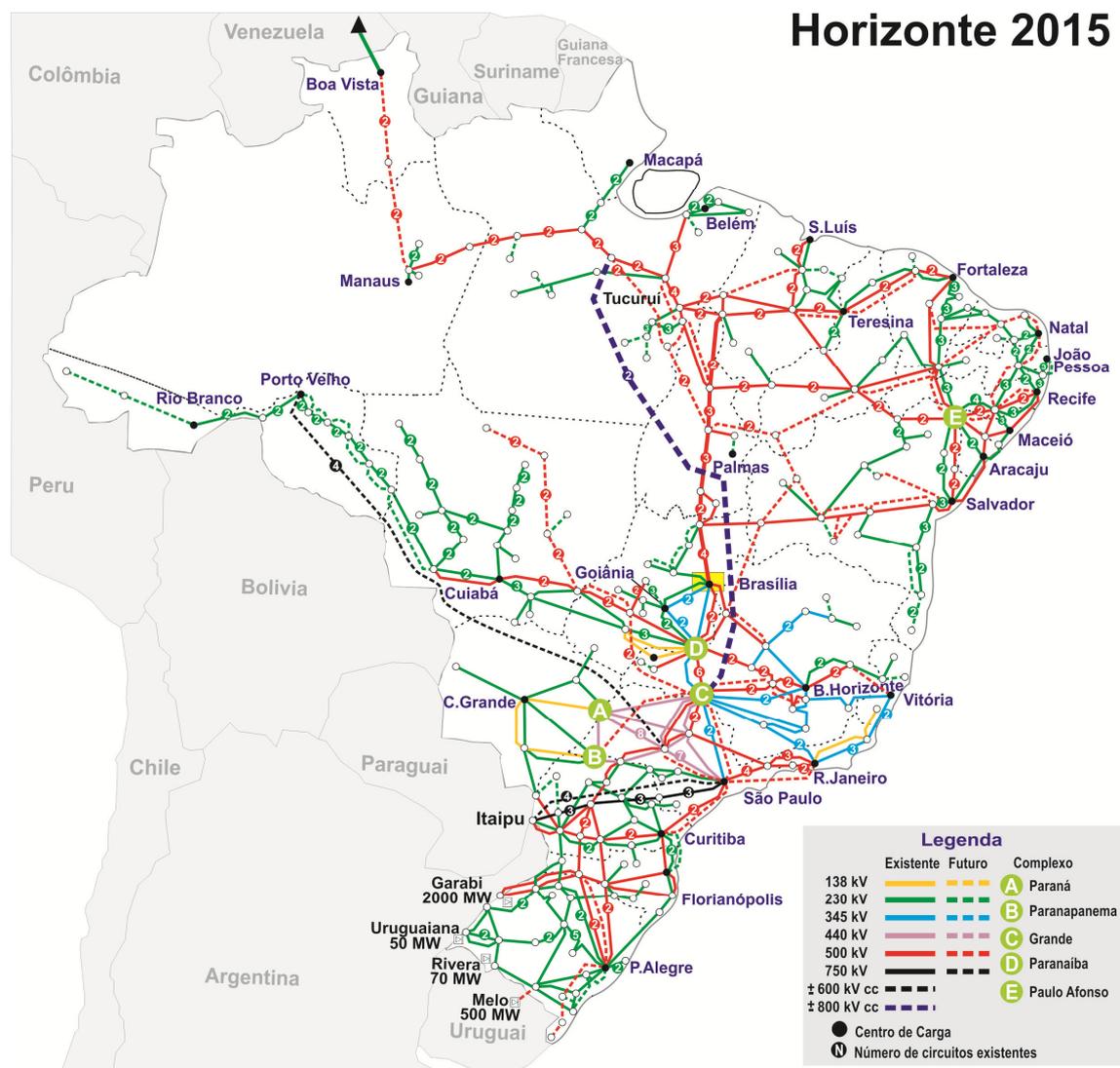
2.2 Sistema Interligado Nacional (SIN)

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte (Figura 2), sendo responsável pela interconexão dos sistemas elétricos de cada região, por meio da malha de transmissão, para transferência de energia entre os diversos subsistemas (Pereira et al, 2017).

A fonte hidroelétrica, predominante no SIN, é composta, principalmente, por usinas hidroelétricas distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país.

As usinas térmicas, instaladas próximo aos grandes centros de carga, integram a estratégia de despacho em função das condições hidrológicas vigentes, permitindo a gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas (Pereira et al, 2017).

Figura 2 – Sistema Interligado Nacional



Fonte: ONS (2018)

Uma rápida análise da evolução do sistema elétrico brasileiro ressalta sua topologia cada vez mais reticulada, o que oferece maior resiliência às condições emergenciais de falta ou no cotidiano operacional do sistema, ao constituir corredores alternativos para o fluxo de potência. A tônica atual é a diversificação da matriz elétrica, agora sob pressupostos mais rígidos de conservação ambiental e desenvolvimento

sustentável, devido às características de sazonalidade dos recursos hídricos, sua principal fonte primária de energia.

2.3 Energias renováveis versus formas de energia convencionais

Como consequência de seu comportamento intermitente, as formas de geração de energia renovável como a eólica e solar, dependem da disponibilidade de uma fonte primária de energia, que até o presente momento o engenho humano não foi capaz de desenvolver técnicas viáveis para prover o armazenamento em larga-escala em seu estado bruto primário da energia líquida não utilizada, sem que antes essa seja submetida a algum processo de conversão de energia para um estado mais facilmente armazenável.

Em relatório do *North American Reliability Corporation* (NERC), entidade privada que congrega os sete operadores de sistema independentes, versando sobre a acomodação na matriz elétrica norte-americana de altos níveis de geração intermitente (NERC, 2009), é ressaltada uma diferença fundamental entre as fontes convencionais de geração de energia e as renováveis, associada com a dificuldade, não apenas de armazenamento, mas também de “*controlabilidade*” dessas formas emergentes de geração de energia.

O relatório lembra que as fontes primárias compostas por carvão ou gás natural, por exemplo, podem ser extraídas de jazidas e transportadas para regiões distantes, onde são armazenadas e usadas de acordo com as necessidades de consumo, ao passo que a disponibilidade das fontes renováveis nem sempre é compatível com a necessidade da carga e localização geográfica, sem contar no natural descasamento dos picos de geração de algumas dessas formas renováveis de energia, que ocorrem em períodos de baixa demanda no sistema de potência.

Outro diferencial está associado à energia gerada na saída das plantas renováveis intermitentes, que possui uma rampa ou gradiente de crescimento mais íngreme em relação ao perfil mais lento das cargas conectadas ou em relação ao “*rampeamento*” mais gradual observável na geração convencional, o que impõe dificuldades adicionais à

tarefa do operador de sistema de compatibilizar a geração à demanda imposta em tempo-real ao sistema de potência interligado.

Assim, a estratégia de despacho historicamente empregada nos sistemas de potência nas quais o grau de imprevisibilidade da fonte primária de energia era menos acentuado sempre foi se efetuar o balanço geração-carga pelo controle da geração convencional (abertura-fechamento de comportas, controle gradual da saída da geração térmica nas plantas de gás natural ou, mais recentemente nas nucleares, dentre outros recursos), importando em estratégias perfeitamente controláveis pela ação humana, fato que obviamente terá que ser, sob alguma forma, revisado ao se considerar a integração em larga-escala das fontes renováveis intermitentes.

3 REVISÃO DA LITERATURA

3.1 Suavização da variabilidade espacial e temporal da energia solar

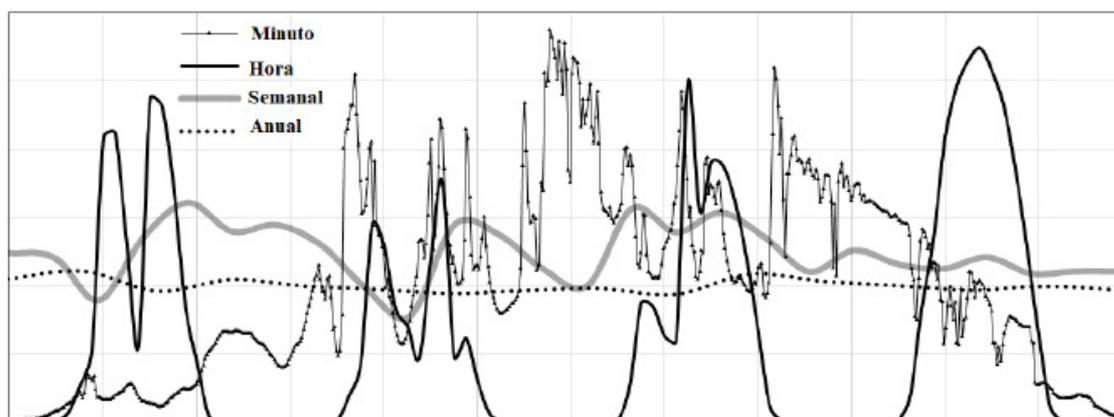
Como já antecipado, o comportamento imprevisível das nuvens e das condições meteorológicas concorre para o grau de incerteza observado ainda hoje nas previsões do recurso solar. Um adequado conhecimento tanto da geometria solar como do comportamento das nuvens e das variáveis meteorológicas deve ser desenvolvido, de maneira a se conceber meios de mitigação da variabilidade desse recurso, tanto no contexto espacial quanto temporal (Sengupta, 2011).

Recorrendo a Perez et al (2015) e Gueymard e Wilcox (2009), cita-se um exemplo que ilustra a variabilidade da geração solar para uma única planta em uma dada localidade devido às mudanças de curto prazo incidentes, por exemplo, ao longo de um dia sobre a geometria solar e sobre as condições de nebulosidade do local, quantidade de aerossóis, vapor d água e demais constituintes da atmosfera. Quando se observa o comportamento dessa mesma geração solar num horizonte de tempo mais amplo, digamos ao longo de vários dias, a variabilidade será menor e se tornará insignificante para um intervalo de integração no tempo compreendendo um ou vários anos.

A Figura 3 ilustra uma comparação da variabilidade da irradiância solar (ou de seu efeito, a potência gerada) numa dada localidade norte-americana como função do tempo de integração, incluindo 01 dia com integração (ou resolução) de minuto; 04 dias com integração horária; 26 dias com integração semanal e 16 anos com integração anual.

Fica assim evidente o efeito de suavização da variabilidade solar, à medida que o intervalo de observação é aumentado.

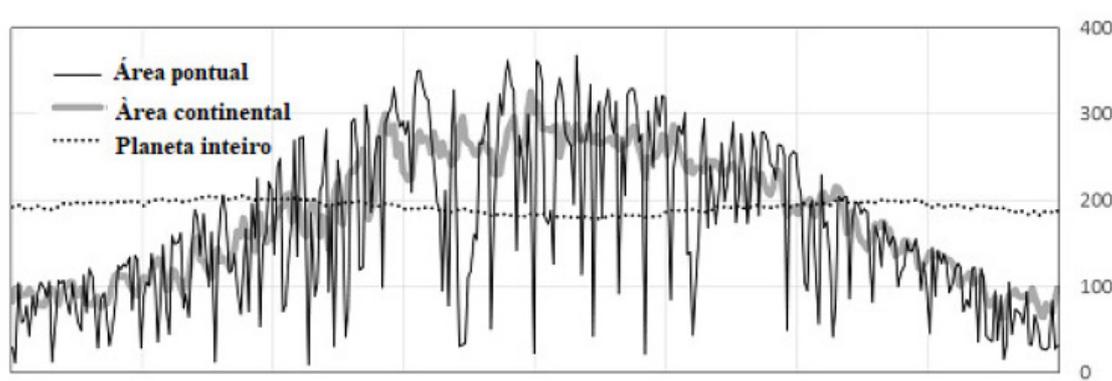
Figura 3 – Suavização da variabilidade da irradiância solar com o intervalo de observação



Fonte: Adaptado de Perez et al (2015)

De maneira análoga, quando se aumenta o *footprint* (livremente traduzido como “pegada solar”), através do aumento da área de observação da incidência da irradiância solar global (ou de seu efeito, a potência gerada), por exemplo, de uma única localidade para uma área de dispersão geográfica progressivamente maior como uma região ou um continente, o efeito na variabilidade da irradiância solar vai igualmente se suavizando, até o caso limite de uma área de observação abrangendo todo o planeta, quando então a variabilidade seria virtualmente nula como apresentado na Figura 4.

Figura 4 – Suavização da variabilidade da irradiância solar diária com a área



Fonte: Adaptado de Perez et al (2015)

3.2 Impactos da variabilidade do recurso solar no balanço carga-geração

Yang et al (2014) reforçam a noção de que a natural variabilidade da irradiância solar e seus efeitos nas plantas de geração fotovoltaica introduzirão um novo patamar de

dificuldades na forma como os sistemas de potência serão operados, quando comparada com a geração convencional de fonte primária fóssil, geração termonuclear ou mesmo a geração renovável hidroelétrica, historicamente empregadas nos sistemas de potência.

Os custos operativos advindos em se destinar uma capacidade extra de regulação e reserva girante ao sistema de potência para fazer face à maior variabilidade solar necessitam ser considerados. Por exemplo, no despacho de geração, o “*rampeamento*” da geração solar, ocasionado pela súbita passagem de nuvens e mudanças repentinas no teor de aerossóis e partículas em suspensão na atmosfera (possível causa, incêndio florestal por exemplo), pode requerer do operador do sistema o acionamento de *serviços auxiliares*³ para compensar a súbita rampa positiva ou negativa do perfil da potência despachada, formada para assegurar o equilíbrio dinâmico carga-geração (Yang et al, 2014)

O trabalho de Perez e Hoff (2013b) apresenta interessante estudo da redução percentual dos custos de operação, quando empregadas ferramentas adequadas de determinação da irradiância solar.

No trabalho mencionado, fica evidente que para o aproveitamento do recurso solar de forma mais centralizada e característica das pequenas plantas fotovoltaicas, o emprego da medição solarimétrica terrestre sob a forma de redes de piranômetros e/ou redes de pireliômetros satisfaz à necessidade de obtenção de medições com predição da ordem de minutos. Por outro lado, na falta de dados de estações solarimétricas terrestres mais abrangentes no contexto espacial e temporal, as estimativas de irradiância oriundas de satélites, devidamente validadas por medições de estações terrestres, se prestam para predições da ordem de 01 (uma) a (02) duas horas à frente e os modelos numéricos são adequados para predições da irradiância solar com (05) cinco ou mais horas à frente.

Habte, Sengupta e Lopez (2017) ressaltam que a escala espacial e temporal a ser empregada na avaliação do recurso solar guarda correspondência direta com o estágio

³ **Serviços auxiliares:** Serviços necessários ao suporte da operação da geração e transmissão de energia elétrica do produtor ao consumidor, sendo providos por agentes de geração e considerados necessários para assegurar uma operação confiável com parâmetros adequados de qualidade de energia do sistema de potência.

de implantação de um dado empreendimento de geração. Por exemplo, na fase conceitual, o requisito recai sobre estimativas de longo termo, anuais ou inter-anuais, cobrindo uma vasta área de abrangência do recurso solar. Nas fases de estudo de viabilidade e especificação de requisitos técnicos, a avaliação do recurso solar é fundamentada em resolução horária ou mesmo diária.

Por outro lado, para a operação comercial da planta fotovoltaica uma vez instalada, a mitigação dos efeitos da variabilidade solar deve considerar estratégias de compensação mais refinadas, que podem assumir diversos formatos sub-horários, a depender do porte e do contexto espaço-tempo onde está imersa a planta de geração, conforme Perez et al (2015):

- i. Pequenas e médias plantas fotovoltaicas: Rampas de inserção da geração solar com taxas de inclinação da *ordem de segundos*, em situação de irradiação intensa, dão origem a problemas de tensão no ponto de conexão da planta fotovoltaica no sistema de distribuição, que podem ser convenientemente sanados pela eletrônica de potência dos inversores com estratégias de corte dos picos de geração excessiva;
- ii. Grandes plantas fotovoltaicas: Picos de geração produzidos por conta da irradiação solar intensa também da *ordem de segundos* podem ser suavizados com emprego de capacitores, como *buffers* (armazenadores) de energia para amortecer a abrupta inserção de potência no ponto de acoplamento da planta solar com o sistema de subtransmissão (tipicamente, 138 kV);
- iii. Plantas fotovoltaicas (conectadas via alimentadores na distribuição) ou plantas fotovoltaicas de larga-escala (conectadas a subestações coletoras do sistema de transmissão): Rampas de inserção da geração solar com taxas de inclinação da *ordem de minutos* podem influenciar a tensão no ponto de conexão da planta solar aos sistemas de distribuição ou de transmissão, respectivamente. Há que se considerar o emprego de *buffers* capacitivos ou sistemas de armazenamento de energia em atendimento a requisitos de rede (*grid codes*) de alguns sistemas de potência ao redor do mundo;
- iv. Recursos solares dispersos em áreas compreendidas entre 5 e 20 km (correspondentes a regiões metropolitanas): Rampas de inserção da *ordem de minutos* são aceitáveis. Rampas da *ordem de dezenas de minutos* já apresentam efeitos na tensão do sistema de distribuição e podem necessitar de suporte externo sob a forma de armazenamento de energia;

- v. Recursos solares dispersos em áreas compreendidas no entorno de 50 km (correspondentes a grandes regiões metropolitanas) e conectados ao sistema de transmissão: Rampas da *ordem de 15-30 minutos* provocam flutuações no balanço carga-geração, que necessitam ser sanadas através de mecanismos como reserva girante, armazenamento de energia ou controle de resposta da demanda⁴, todos de natureza sistêmica, ou seja, não necessariamente localizados ao lado da planta solar;
- vi. Recursos solares dispersos em áreas maiores do que 100 km (equivalentes às áreas de controle de operadores de sistema de grandes regiões metropolitanas: Rampas de inserção da geração *menores do que 60 minutos* são amortecidas por recursos como geração síncrona, armazenamento de energia, controle de resposta em demanda, corte da geração fotovoltaica e mesmo a interconexão entre grandes sistemas de potência.

3.3 Determinação da correlação linear entre as localidades

3.3.1 Determinação da escala ou resolução temporal

Os estudos de Perez et al (1990), Hoff e Perez (2010a), Hoff e Perez (2010b) e Perez e Hoff (2013b) fornecem uma visão bastante abrangente quanto à resolução temporal a ser empregada para investigações associadas com o impacto da geração solar no sistema de potência.

Futuramente, em cenários de alta inserção da geração solar (e da geração eólica), entender sua variabilidade será condição primordial por parte dos centros de controle das concessionárias e dos operadores do sistema para um planejamento eficiente da operação, em termos da previsão de carga e programação de despacho, de forma a atender aos requisitos carga-geração ou ainda, para a alocação da reserva girante síncrona convencional ou da geração termoelétrica/nuclear⁵, sem que ocorram, estimativas a menor, que poderiam comprometer a confiabilidade e estabilidade em

⁴ **Controle de Resposta em Demanda:** Estratégia de adaptabilidade da carga para fazer face à disponibilidade ou tarifas mais atrativas da geração, hoje possível através do emprego da abordagem de rede inteligente (“*smart grid*”), medição bidirecional e convergência das tecnologias de comunicação e eletrônica digital microprocessada.

⁵ A tendência para o futuro, provavelmente, será o armazenamento em larga escala de energia, distribuído e centralizadamente despachado pelo ONS ou pelos centros regionais das concessionárias para compensar a variabilidade da geração solar e eólica, empregando tecnologias existentes ou emergentes como bancos de baterias, PCHs reversíveis, plantas heliotérmicas associadas a depósitos de sais fundidos, sistemas “fly-wheeling” para picos de demanda, dentre outras.

frequência do sistema de potência, ou estimativas a maior, o que resultariam em custos adicionais de alocação das reservas de geração (Hoff e Perez, 2010a).

Aqui se acentua o intervalo de tempo tipicamente de interesse para planejamento de operação e despacho de plantas solares fotovoltaicas em larga-escala como sendo da ordem de poucos segundos a alguns minutos, período de tempo correspondente ao acionamento das reservas de geração. Hoff e Perez (2010a) se referem, por exemplo, a requisitos de alocação de reserva de geração da ordem de cinco segundos em resposta a um comando em “*broadcasting*” (difusão), enviado pelo Operador de Sistema em simultâneo para um dado conjunto de plantas de geração de forma a acionar a reserva girante convencional.

Por razões de escassez de dados solarimétricos num período abrangente de tempo de, no mínimo, dois anos e com uma resolução temporal minimamente adequada, o presente trabalho é integralmente baseado na base de dados com resolução horária NSRDB do NREL, cobrindo período de um ano (2014 e 2013) para dezesseis localidades geograficamente dispersas pelo território nordestino.

3.4 Determinação da rampa de variação

A partir da determinação do índice de céu claro $k_c = I_p/I_{cc}$ sua diferença de primeira ordem $\Delta k_c = k_{c,t} - k_{c,t-1}$, denominada rampa de variação (ou simplesmente rampa), será o parâmetro a ser investigado para a estratégia de despacho mais adequada ao sistema de potência, estando associado a um dado período de variação da geração solar da ordem de poucos segundos até algumas horas, tanto na injeção de potência solar fotovoltaica como no seu corte (*curtailment*), a depender das necessidades de estabilidade, confiabilidade e disponibilidade do ponto do sistema de potência em que a planta solar esteja conectada.

3.5 Métricas estatísticas de variabilidade empregadas

Perez et al (2015) aplicam uma métrica estatística baseada no desvio padrão da diferença de primeira ordem do índice de céu claro para avaliar a variabilidade do recurso solar. O índice de céu claro (k_c) é definido a partir da seguinte equação:

$$k_c = \frac{I_h}{I_{cc}} \quad (1)$$

Onde, I_h representa a irradiância global horária (W/m^2), tal como obtida da base de dados NSRDB e I_{cc} , com as mesmas unidades (W/m^2), representa a irradiância de céu claro no mesmo intervalo temporal (neste trabalho calculada pelo modelo ESRA (Rigollier, Bauer e Wald, 2000), conforme descrito na metodologia.

A variabilidade da série de k_c pode ser analisada pelo desvio padrão da variável k_c (σ_{k_c}) ou, de forma alternativa, pelo desvio padrão da diferença de primeira ordem (rampa) de k_c ($\sigma_{\Delta k_c}$) (onde $\Delta k_c = k_{c,t} - k_{c,t-\Delta t}$). O desvio padrão de Δk_c é apresentado na Equação 2.

$$\sigma_{\Delta k_c, \Delta t} = \sqrt{\text{Var} [\Delta k_{c, \Delta t}]} \quad (2)$$

Perez et al (2015) ressaltam que diferentes abordagens já foram empregadas para a quantificação da variabilidade do recurso solar. Uma das primeiras envolvendo precisamente a determinação do desvio padrão do índice de céu claro k_c , ou seja, σ_{k_c} .

Outra abordagem consiste da avaliação da diferença de primeira ordem dessa variável (k_c).

NOTA: *Aqui cabe uma discussão sobre as razões a escolha do desvio padrão da diferença de primeira ordem do índice de céu claro em lugar do desvio padrão do índice de céu claro propriamente dito para a análise da variabilidade do sinal.*

Consideremos uma situação hipotética de perfeitas condições de céu claro que subitamente se transforma em nebulosidade intensa e constante. Nessas condições, o

índice $\sigma_{\Delta k_c}$, por se tratar da derivada de um sinal, será capaz de discriminar a transição entre as duas situações, saindo de um valor pequeno para um valor alto, enquanto que o índice σ_{k_c} se comportaria como se houvesse uma variabilidade indiscriminada de céu claro para nublado e vice-versa, a cada período de tempo.

De maneira análoga, em se tratando de despacho de energia, pode-se definir uma métrica estatística adimensional envolvendo a potência gerada pela planta fotovoltaica e quantificar a variabilidade da potência por meio de $\sigma_{\Delta p_{\Delta t}}$, desvio padrão da diferença de primeira ordem da potência gerada, conforme Equação 3.

$$\sigma_{\Delta p_{\Delta t}} = \sqrt{\text{Var}[\Delta p_{\Delta t}]} \quad (3)$$

Hoff e Perez (2010a) propõem uma metodologia para determinação da máxima variabilidade que um dado aglomerado de plantas de geração fotovoltaica impõe ao sistema de potência, a partir da determinação dos coeficientes de correlação entre as plantas solares.

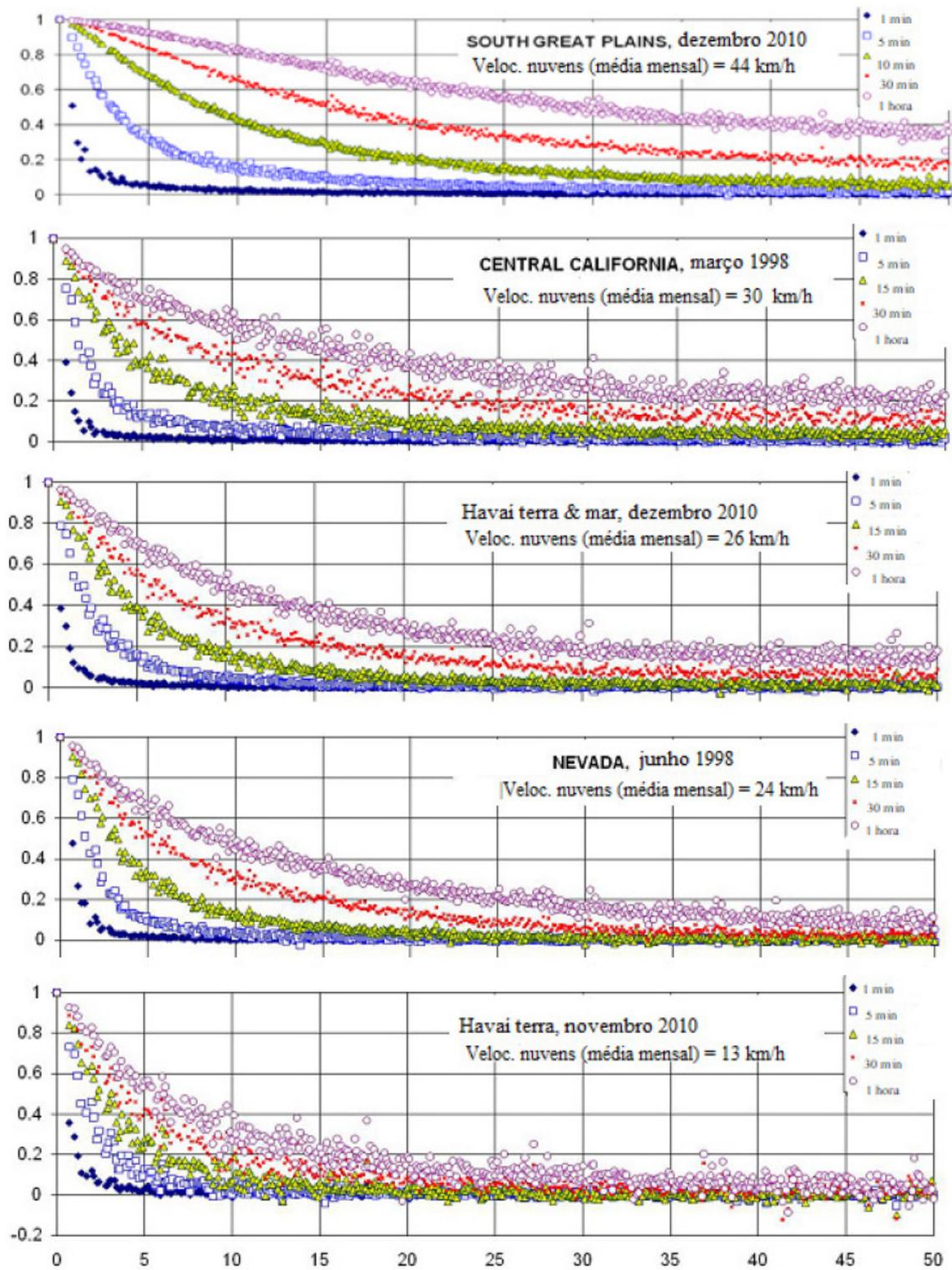
Perez et al (2015) analisaram dados de irradiância derivados de base de dados de satélite com alta resolução e alta frequência de amostragem (1 km, 1 minuto) para três regiões geográficas climaticamente distintas no território americano (região Sudoeste, parte sul da região dos *Great Plains*⁶ e Havaí), de forma a investigar o comportamento da correlação entre pares de localidades em função da distância entre as localidades (0-200 km), escala temporal (bases sub-horária até horária) e velocidade média mensal das nuvens (essa última obtida de medições vetoriais independentes via satélite). Os resultados são mostrados na Figura 5.

Os gráficos mostram uma clara tendência de redução das correlações cruzadas da diferença de primeira ordem do índice de céu claro (Δk_c) com a distância (0 a 50

⁶ A região dos *Great Plains* compreende uma faixa de terra plana coberta de pradarias, estepes e vegetação gramínea se estendendo a oeste do Rio Mississipi e leste das Montanhas Rochosas, cobrindo integralmente os estados de Kansas, Nebraska, Dakota do Sul, Dakota do Norte e parcialmente os estados do Colorado, Montana, Novo México, Oklahoma, Texas, Wyoming, além das províncias canadenses de Alberta, Manitoba e Saskatchewan.

Km). No mencionado artigo, são apresentados resultados para várias escalas temporais (1 minuto, 5 minutos, 15 minutos, 30 minutos e 1 hora).

Figura 5 – Correlação de localidades americanas função das escalas de tempo e distância



Fonte: Adaptado de Perez et al (2015)

Similarmente, o trabalho de Hoff e Perez (2010a) apresenta evidências experimentais, confirmando os estudos anteriores naquilo que se pode sumarizar como segue:

- i. Os coeficientes de correlação entre as plantas diminuem com a distância, denotando que, quanto maior a dispersão entre as plantas, menor a correlação e maior o efeito de compensação da variabilidade da geração solar resultante;
- ii. Similarmente, os coeficientes de correlação entre as plantas diminuem com a escala de tempo, denotando que quanto maior a escala temporal empregada para as plantas menor a correlação e maior o efeito de compensação da variabilidade da geração solar resultante;
- iii. A precisão da modelagem se torna maior quando se considera a velocidade das nuvens com seu efeito puramente estocástico de sombreamento total ou parcial da planta solar. Nessas condições, verifica-se, empiricamente, que os coeficientes de correlação decrescem com o aumento da velocidade de trânsito das nuvens.

Sumarizando, os estudos consultados para condução da presente investigação fornecem uma visão diversificada acerca do problema da variabilidade do recurso solar e propõem diferentes metodologias de pesquisa, com vistas à avaliação do impacto da variabilidade na geração solar de energia de agregados fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Contudo, para todos os consultados, existe uma sistemática relativamente uniforme e intuitivamente natural de condução da investigação.

Assim, o importante é se garantir que a quantificação da variabilidade do recurso solar, bem como seus efeitos sobre a geração de energia seja baseada na determinação de uma grandeza física cujo comportamento deve ser pesquisado dentro de um dado período de amostragem que guarde compatibilidade com os efeitos que se quer investigar no sistema de potência, e abranja uma janela de tempo suficientemente larga e expressiva para obtenção de resultados que sejam confiáveis no contexto da distribuição espacial e na escala de tempo escolhidos para análise, premissa que é adotada no presente estudo.

4 METOLOGIA

A metodologia do trabalho realizado está organizada em duas partes principais. Na primeira parte, é realizada uma análise da variabilidade da irradiância solar, em escala horária, considerando-se o conjunto de localidades escolhidas para formar um *cluster* de centrais fotovoltaicas. A segunda parte se dedica à redução da variabilidade conjunta das localidades de interesse, com a proposta de utilização da técnica de regressão linear múltipla (MLR) para obtenção da melhor combinação de potências instaladas nas referidas localidades, buscando a maior suavização ou redução da variabilidade na saída do conjunto.

Nos estudos realizados, foi escolhida como variável de inferência a irradiância global (I_h) em detrimento da potência gerada. Esta escolha tem como base o pressuposto de que para as localidades analisadas (com baixas latitudes) a variável I_h apresenta forte correlação com a potência gerada. Este pressuposto foi confirmado por meio de simulações realizadas da potência gerada para todas as localidades escolhidas (seção 4.1.1 adiante) utilizando-se o software SAM (*System Advisory Model*). Foi verificado que para todos os casos (16 localidades) os coeficientes de determinação da reta de tendência entre a potência gerada por uma central de 20 MWp (potência nominal) foram maiores que 0,98, o que, extrapolando, corresponde a coeficientes de correlação da ordem de 0,99. Os resultados das correlações obtidas para localidades consideradas extremas (posicionadas mais a leste, a oeste, norte e sul) são mostrados no Apêndice A. Os sistemas foram configurados com inclinação dos painéis igual à latitude para cada local. Para maiores detalhes sobre o SAM, consultar o Anexo A.

4.1 Análise da variabilidade da irradiância solar

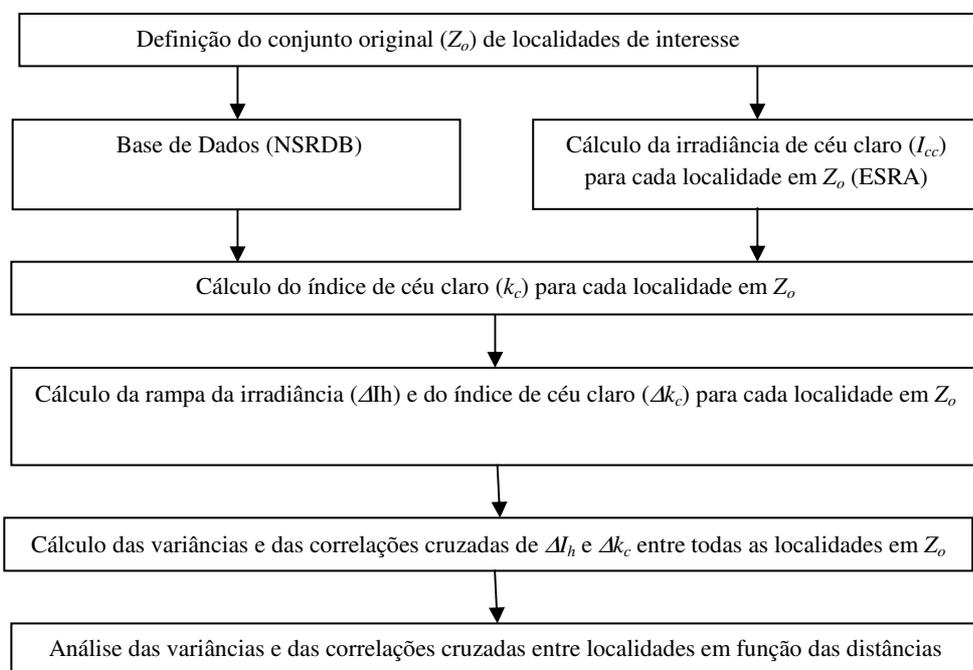
Para a análise estatística, além das séries horárias de irradiância solar global (I_h), as séries do índice de céu claro (k_c) de cada localidade foram empregadas. A variável I_h possui uma componente determinística, associada aos movimentos de rotação e translação da terra com respeito ao sol, e uma componente estocástica, determinada principalmente pelo efeito das nuvens. Já a irradiância de céu claro (I_{cc}) está mais fortemente relacionada à componente determinística. Ao relacionar I_h com a irradiância

de céu claro, busca-se eliminar (ou atenuar) esse comportamento (Perez et al, 1990; Perez e Fthenakis, 2015), de forma que o comportamento estocástico da radiação solar esteja representado pela variável k_c (relação entre I_h e a irradiância de céu claro (I_{cc})).

Com vistas a inferir sobre a variabilidade das séries de I_h e de k_c , são utilizadas as diferenças de primeira ordem dessas variáveis. Conforme comentado anteriormente, o desvio padrão (ou a variância) de uma determinada série pode mascarar efeitos de variações frequentes, o que não ocorre quando se utiliza a série diferença de primeira ordem. Ademais, o estudo da influência da geração fotovoltaica no sistema de potência se preocupa muito mais em verificar a variabilidade da potência injetada (série diferença) do que mesmo de seu valor absoluto, ao longo de um horizonte temporal em uma dada localidade (Hoff e Perez, 2010a).

A Figura 6 apresenta o diagrama esquemático da metodologia aplicada na primeira parte do trabalho.

Figura 6 – Esquemático da análise estatística do recurso solar do conjunto de localidades

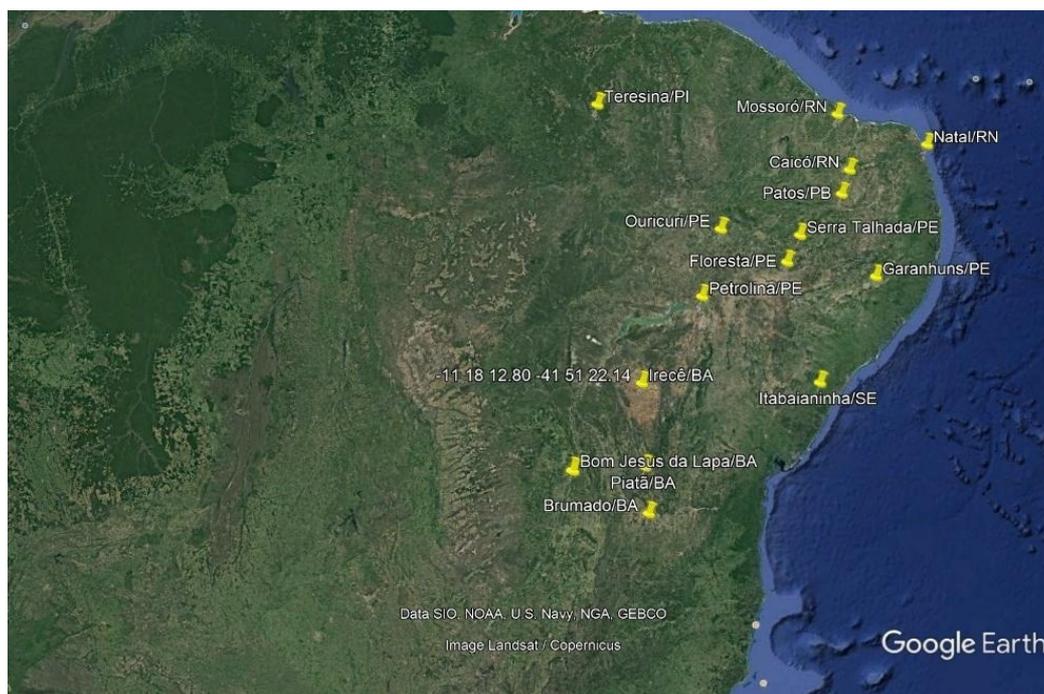


Fonte: Dados de entrada do projeto de pesquisa

4.1.1 Definição do conjunto original (Z_o) de localidades de interesse

Foram escolhidas 16 (dezesesseis) localidades na região Nordeste do Brasil (Figura 7), em uma área considerada de interesse para instalação de grandes centrais pelos altos índices de radiação solar. Além do índice de radiação, um importante critério utilizado para a escolha das localidades foi disponibilidade de dados horários de irradiância solar global, nesse caso, pelo menos dois anos, em base, no mínimo, horária. Outro critério de escolha foi distância entre os locais, com o intuito de observar o efeito da suavização espacial pela penetração de potência fotovoltaica na rede (Mills e Wiser, 2010). A distância em linha reta entre os locais de interesse varia entre cerca de 60 km a cerca de 1200 km, sendo que as plantas solares são consideradas como um aglomerado (*cluster*) fotovoltaico cujo comportamento conjunto deve ser supervisionado e comandado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) na área de controle Nordeste.

Figura 7 – Localização geográfica dos locais de interesse



Fonte: Dados de entrada do projeto de pesquisa

Na Tabela 2, estão listadas as localidades de interesse, sua posição geográfica (latitude, longitude) e elevação. O conjunto de localidades (Z_o) está distribuído entre as latitudes $-5,08^\circ$ e $-14,19^\circ$ e entre as longitudes $-37,09^\circ$ e $-44,35^\circ$.

Tabela 2 – Localidades de interesse

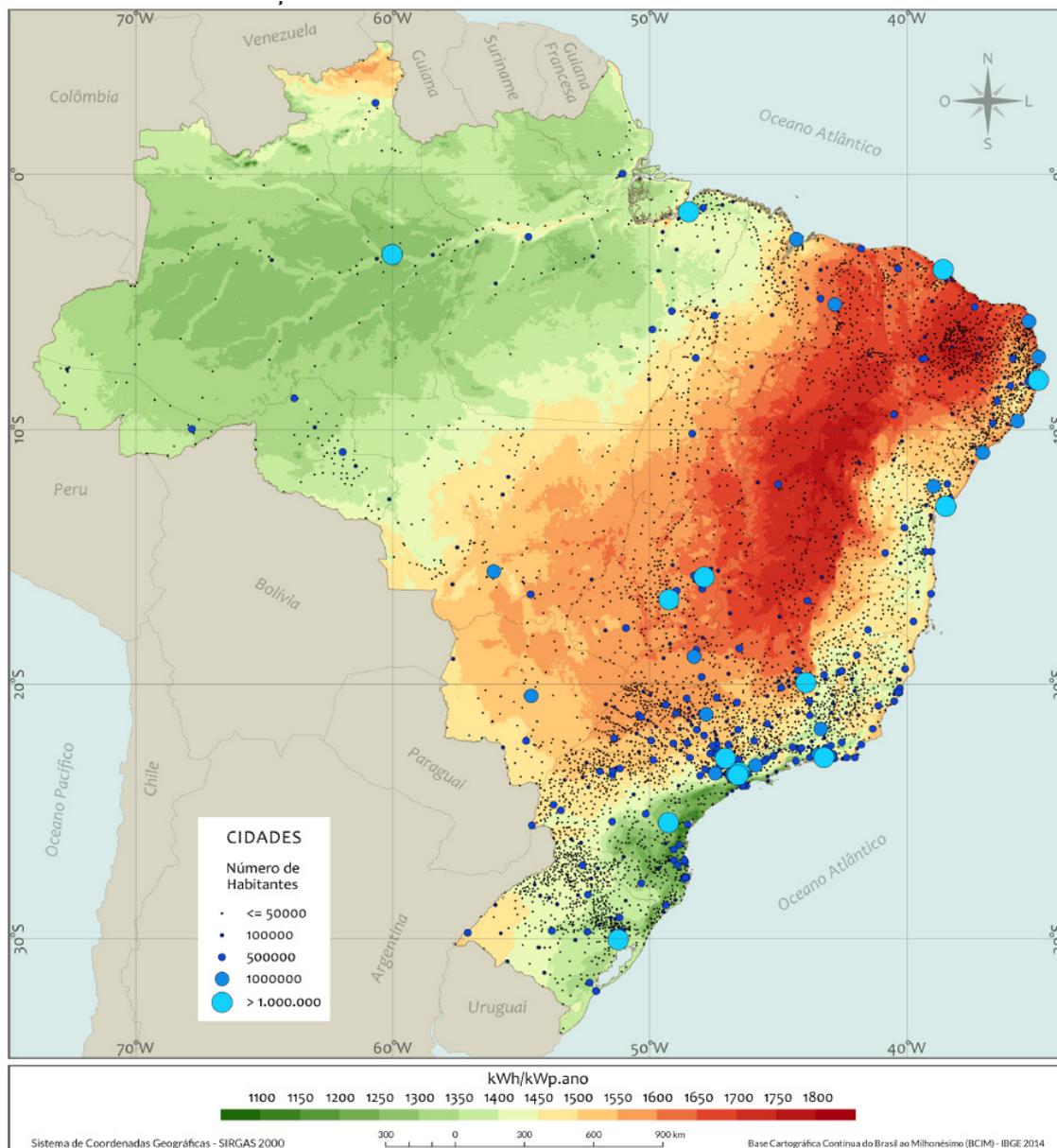
LOCAL	LATITUDE (decimal)	LONGITUDE (decimal)	LATITUDE (graus)	LONGITUDE (graus)	ELEV. (m)
B.Jesus (PI)	-9,07	-44,35	9°8`42,91”S	44°28`29,29”O	430
B.Jesus da Lapa (BA)	-13,24	-43,41	13°15`4,96”S	43°24`40,46”O	273
Brumado (BA)	-14,19	-41,66	14°11`48,70”S	41°40`51,5”O	415
Caicó (RN)	-6,45	-37,09	6°27`35,88”S	37°5`37,27”O	153
Floresta (PE)	-8,59	-38,56	8°35`31,20”S	38°34`26,54”O	311
Garanhuns (PE)	-8,89	-36,49	8°52`12,36”S	36°29`14,94”O	841
Irecê (BA)	-11,29	-41,85	11°18`12,80”S	41°51`22,14”O	718
Itabaianinha (BA)	-11,27	-37,78	11°16`30,14”S	37°47`16,55”O	220
Mossoró (RN)	-5,18	-37,34	5°11`2,86”S	37°20`52,01”O	20
Natal (RN)	-5,79	-35,21	5°46`45,32”S	35°12`3,30”O	38
Ouricuri (PE)	-7,87	-40,07	7°52`51,16”S	40°4`51,71”O	434
Patos (PB)	-7,02	-37,27	7°1`2,19”S	37°17`24,12”O	221
Petrolina (PE)	-9,39	-40,5	9°23`0,63”S	40°30`28,45”O	380
Piatã (BA)	-13,15	-41,76	13°9`3,37”S	41°46`32,60”O	1258
S. Talhada (PE)	-7,98	-38,29	7°58`49,54”S	38°16`22,85”O	443
Teresina (PI)	-5,08	-42,8	5°5`31,24”S	42°48`13,54”O	87

Fonte: Elaborada com base no Google Maps

A Figura 8 mostra o rendimento energético em kWh (energia gerada) por kWp de fotovoltaico instalado para todo o território nacional (Pereira et al, 2017). Comparando-se as Figuras, 7 (conjunto de interesse Z_o) e 8, é possível observar que as localidades escolhidas se encontram em uma região com alto potencial de geração, em um corredor de energia renovável que combina recursos energéticos de três modalidades, a saber: solar; eólica e hidroelétrica nas grandes bacias do Sudeste, os quais apresentam certo grau de correlação e complementaridade entre si, e que podem futuramente significar o suprimento de energia farta aos principais centros de carga da região mais desenvolvida do Brasil, tanto através da geração centralizada em larga-escala conecta ao SIN como da mini e microgeração distribuída, tipicamente urbana e integrada em telhados e coberturas de edificações⁷, conectada às redes de distribuição das concessionárias dispersas com adequada capilaridade para alcançar as capitais e as cidades brasileiras de médio e pequeno porte das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

⁷ A REN 687/2015, publicada pela ANEEL, estabelece a mini e microgeração com potência máxima de até 5000 kW_p por Unidade Consumidora.

Figura 8 – Potencial de geração solar fotovoltaica: Rendimento energético anual



Fonte: Pereira et al (2017)

4.1.2 Base de dados

Duas bases de dados terrestres foram inicialmente pesquisadas para obtenção da irradiância global necessária neste estudo: Rede Sonda e INMET. A Rede sonda não possui a cobertura espacial necessária. Por outro lado, foi verificado que as estações do INMET apresentam comportamentos anômalos em diferentes períodos de diferentes séries de localidades, não permitindo correlacionar as estações nos mesmos intervalos

de tempo. Assim, foi necessário buscar uma base de dados que apresentasse a cobertura espacial e a sincronia necessária.

Os dados solarimétricos coletados “*in situ*” por intermédio de estações terrestres, desde que observados os procedimentos de O&M estabelecidas pela WMO (*Weather Meteorological Association*) são indubitavelmente mais precisos e se constituem em medidas de irradiância (W/m^2) ou irradiação (Wh/m^2 ou J/m^2) solar essenciais para avaliação técnica e econômica de projetos de aproveitamento do recurso energético solar e também para o desenvolvimento e validação de modelos (Pereira et al, 2017). Entretanto, quando são necessários dados compreendendo grandes áreas territoriais, surge a necessidade de estimar o recurso solar em localidades desprovidas de sensoriamento por base terrestre. Nesse caso, Martins, Pereira e Abreu (2007) constatam que os modelos físicos de transferência radiativa, que utilizam dados de satélite para a estimativa da radiação solar (validados com dados observacionais) conferem maior precisão às estimativas. Com efeito, Pereira et al (2017) corroboram com esta assertiva e afirmam que, embora os dados coletados em superfície sejam a fonte mais segura para conhecimento do potencial local de energia solar, pesquisas indicam que os erros de interpolação de dados observados em estações terrestres afastadas em mais de 30 km entre si são superiores aos erros de estimativas produzidas por modelos satelitais de transferência radiativa.

Considerando o exposto, o critério de escolha natural recaiu sobre a base de dados satelitais NSRDB, que além de fornecer dados de irradiância solar e temperatura ambiente (entre outros) guarda compatibilidade com aplicativos de simulação e dimensionamento de sistemas de geração solar como o SAM (*System Advisory Model*), desenvolvido pelo NREL (*National Renewable Energy Laboratory –EUA*).

A base de dados NSRDB fornece a estimativa da radiação global, direta e difusa, além de várias outras variáveis meteorológicas e climáticas, por meio de um sofisticado modelo físico (*Physical Solar Model - PSM*), que utiliza dados de satélite, correlacionados com dados provenientes de outros modelos integrantes do PSM, responsáveis por descrever numericamente as condições atmosféricas. Para maiores informações sobre a base NSRDB e modelos utilizados, consultar Habte, Sengupta e

Lopez (2017), NOAA (2018); Sengupta, et al (2015); Reno, Hansen e Stein (2012), Xie, Sengupta e Dhudia (2016).

O acesso à base de dados NSRDB permite extrair a matriz de dados de irradiância global em base horária que compõe o conjunto Z_o . O período escolhido para análise foram os anos de 2013 e 2014 por serem as informações mais recentes disponíveis nessa base de dados.

4.1.3 Cálculo da irradiância de céu claro (I_{cc}) e do índice de céu claro para cada localidade em Z_0

Para o cálculo da irradiância de céu claro (I_{cc}), foi escolhido um *modelo de céu claro* (conforme definição de Myers, 2013), que é bastante difundido, proposto por Rigollier, Bauer e Wald (2000) e que foi desenvolvido para aplicação no Atlas de Radiação Solar Europeu (ESRA – *European Solar Radiation Atlas*). O modelo, denominado ESRA, se presta para estimar as componentes, direta e difusa, consequentemente a global, da irradiância solar de céu claro na superfície, utilizando como parâmetros de entrada a elevação solar e o fator de turbidez de Linke⁸, o que resulta em estimativas bastante acuradas (Rigollier, Bauer e Wald, 2000).

As séries de valores de I_{cc} foram calculadas utilizando o modelo ESRA para as 16 localidades analisadas. Em seguida, a partir dos valores das séries de I_h contidos no conjunto Z_o , foram calculadas as séries de índice de céu claro (k_c) correspondentes ($k_c = I_h/I_{cc}$) e as séries das diferenças de primeira ordem da irradiância ($\Delta I_h = I_{h,t} - I_{h,t-1}$) e do índice de céu claro ($\Delta k_c = k_{c,t} - k_{c,t-1}$). As médias, a cada hora, dos valores de ΔI_h e Δk_c foram também calculadas para o conjunto de localidades, de forma a obter uma série única da média de ΔI_h (e também de Δk_c) que representasse o conjunto.

⁸O fator de turbidez de Linke é um indicador da atenuação da radiação solar pelos constituintes atmosféricos: moléculas de ar, vapor de água, poeira e aerossóis, sendo assim um importante parâmetro de predição da disponibilidade da radiação solar em dias sem nuvens.

4.1.4 Cálculo das correlações cruzadas de ΔI_h e Δk_c entre todas as localidades

Considerando-se as variáveis x_i e y_i , correspondentes a duas séries distintas de n elementos, uma medida da correlação entre as duas variáveis (correlação cruzada) foi proposta por Karl Pearson em 1904 e recebeu o nome de coeficiente de Pearson, sendo definida pela covariância entre as variáveis dividida pelo produto de seus correspondentes desvios padrões, matematicamente expressa pela Equação 4:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - x_{\text{médio}})(y_i - y_{\text{médio}})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - x_{\text{médio}})(x_i - x_{\text{médio}})} \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - y_{\text{médio}})(y_i - y_{\text{médio}})}} \quad (4)$$

$$\text{onde: } x_{\text{médio}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad \text{e} \quad y_{\text{médio}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_i$$

O coeficiente de Pearson, ou de correlação cruzada, pode ser positivo ou negativo. O sinal positivo indica que o sentido da correlação corresponde a uma reta de inclinação ascendente (séries diretamente correlacionadas), e o sinal negativo corresponde a uma reta de inclinação descendente (séries inversamente correlacionadas).

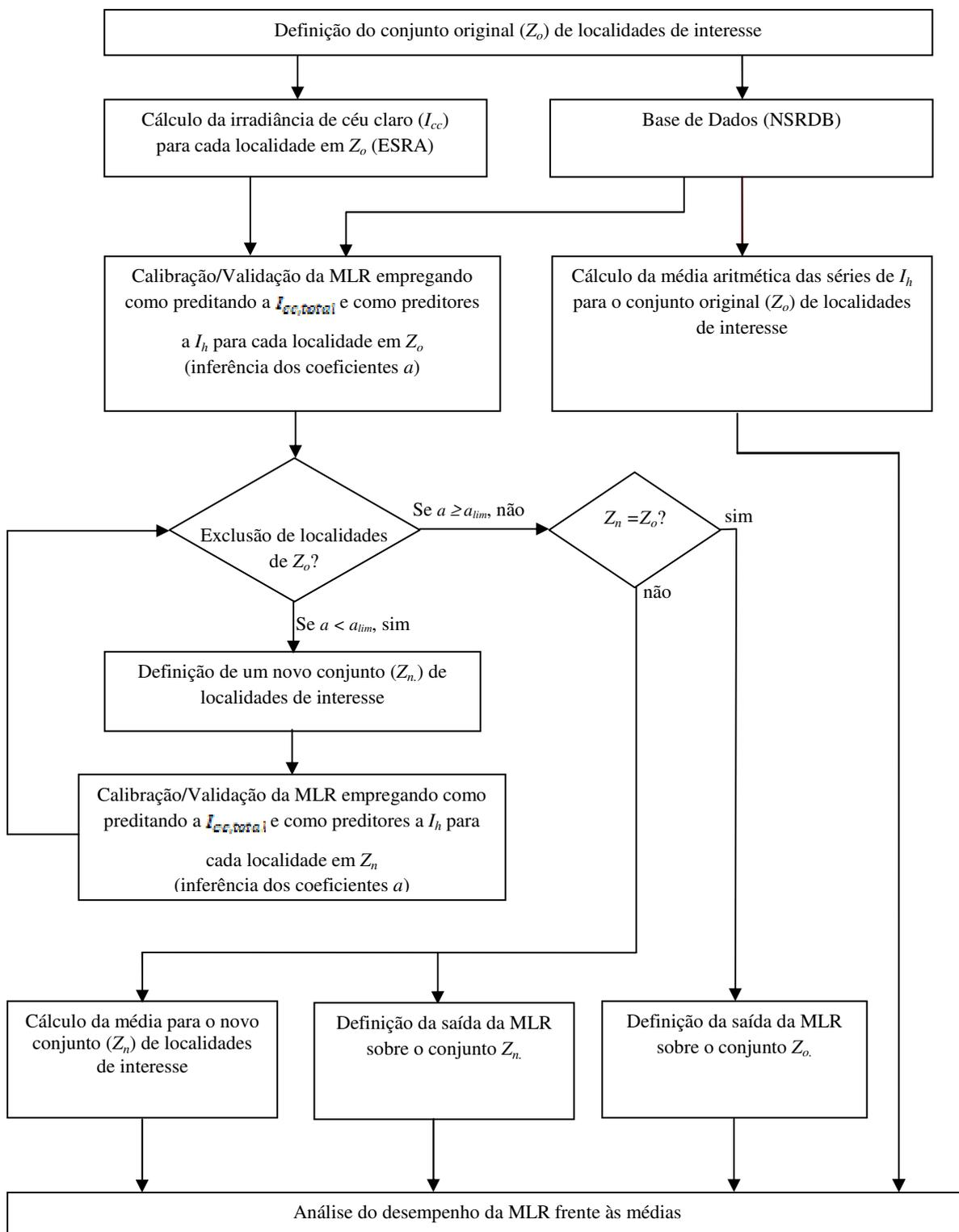
As correlações cruzadas foram calculadas para o conjunto das 16 localidades uma a uma, para as variáveis ΔI_h e Δk_c . Os desvios padrão das séries individuais e das séries médias dessas variáveis (diferenças de primeira ordem) também foram calculados. As séries médias de ΔI_h e de Δk_c foram obtidas considerando-se a média desses parâmetros para cada hora, entre todas as localidades.

4.2 Suavização da variabilidade conjunta das localidades de interesse

A segunda parte da metodologia diz respeito à proposta de emprego da MLR como ferramenta para combinar as séries de I_h pertencentes a um subconjunto Z_n contido no conjunto original Z_o (já descrito na seção 4.1.3), de tal forma que a

combinação resultante apresente maior aproximação ao comportamento médio de céu claro (sobre todas as localidades) do que a simples média aritmética de todas as séries de I_h pertencentes a Z_o . A aproximação ao comportamento médio de céu claro (aqui denominada $I_{cc,total}$) implica na redução da perturbação devida à componente estocástica associada a tal combinação resultante, posto que $I_{cc,total}$ está mais fortemente relacionada à componente determinística, tal como comentado anteriormente. Logo, a seleção dos membros de Z_n deve ser realizada de forma que a MLR possa mitigar ou diminuir a perturbação sobre a citada condição de céu claro. Nesse sentido, o diagrama da Figura 9 apresenta uma visão geral com relação às tarefas correspondentes à segunda parte da metodologia, que são detalhadas nas subseções seguintes, exceto pelas indicadas nos três primeiros blocos do diagrama (nomeadamente, definição do conjunto original, cálculo da irradiância de céu claro e base de dados), as quais já foram previamente descritas na seção 4.1.3.

Figura 9 – Esquemático da análise para redução da variabilidade conjunta das localidades



Fonte: Dados de entrada do projeto de pesquisa

4.2.1 Calibração/Validação da MLR

A MLR, tal como aqui empregada, realiza uma estimativa do supracitado comportamento médio de céu claro (i.e., considerando $I_{cc, total}$ como alvo) baseando-se nas séries de I_h pertencentes a Z_o ou Z_n conforme o caso (i.e., considerando $I_{h,j}$ como preditores ou variáveis regressoras, onde: $j = 1 \dots n$; n indica o número de membros de Z_o ou Z_n , conforme o caso). Note-se que o chamado processo de calibração/validação da MLR aparece duas vezes no diagrama da Figura 9: na primeira vez, aplica-se a Z_o ; na segunda, aplica-se a Z_n .

De forma genérica, considerando-se \hat{y} como preditando e x_j como preditor, tal regressão parte do princípio de que o preditando pode ser expresso conforme Equação (5) (Meyer, 1970; Weisberg, 2005; Wilks, 2011):

$$\hat{y} = a_1x_1 + a_2x_2 + \dots + a_jx_j + \dots + a_nx_n \quad (5)$$

onde os coeficientes constantes $a_1, a_2 \dots a_j \dots a_n$ são os ponderadores dos preditores $x_1, x_2 \dots x_j \dots x_n$ respectivamente, ponderadores cujos valores se inferem através da minimização do gradiente de uma função do resíduo das estimativas \hat{y} da MLR (*fitted values*) frente aos valores observados y (Ljung, 1998). Vale enfatizar que y representa aqui os valores observados da irradiância média de céu claro sobre todas as localidades relativas a Z_o .

Em uma primeira abordagem, por simplicidade e mesmo sem avaliação com respeito à distribuição e independência dos resíduos (Jennrich, 1969), aqui se adota o amplamente estendido método dos mínimos quadrados (*least squares*) para a estimação dos coeficientes da regressão, definindo-se o erro médio quadrático $\overline{e^2}$ (*Mean Square Error*, MSE) da seguinte forma (Wilks, 2013):

$$\overline{e^2} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - \hat{y}_i)^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N [y_i - (a_1 x_{1,i} + a_2 x_{2,i} + \dots + a_j x_{j,i} + \dots + a_n x_{n,i})]^2 \quad (6)$$

onde y_i representa a i -ésima observação em um conjunto com N amostras (aqui, y_i indica o valor observado, no instante de tempo t_i , da irradiância média $I_{cc,total}(t_i)$ de céu claro sobre todas as localidades relativas a Z_o); por sua vez, \hat{y}_i representa a i -ésima estimativa da MLR em um conjunto com N amostras ($\hat{I}_{cc,total}(t_i)$).

Com vistas à estimação dos coeficientes, resolve-se o problema de minimização supracitado, anulando-se o valor do gradiente do erro médio quadrático em função dos coeficientes. Por exemplo, para o coeficiente a_j , tem-se:

$$\frac{\partial e^2}{\partial a_j} = -\frac{2}{N} \sum_{i=1}^N x_{j,i} [y_i - (a_1 x_{1,i} + a_2 x_{2,i} + \dots + a_j x_{j,i} + \dots + a_n x_{n,i})] = 0 \quad (7)$$

$$\sum_{i=1}^N x_{j,i} y_i = a_1 \sum_{i=1}^N x_{j,i} x_{1,i} + a_2 \sum_{i=1}^N x_{j,i} x_{2,i} + \dots + a_j \sum_{i=1}^N x_{j,i}^2 + \dots + a_n \sum_{i=1}^N x_{j,i} x_{n,i} \quad (8)$$

Derivando-se as equações para todos os coeficientes (nas formas apresentadas pelas Equações (7) e (8) e organizando tais equações em forma matricial, tem-se:

$$\begin{bmatrix} \sum_{i=1}^N x_{1,i} & \sum_{i=1}^N x_{1,i}^2 & \sum_{i=1}^N x_{1,i} x_{2,i} & \dots & \sum_{i=1}^N x_{1,i} x_{j,i} & \dots & \sum_{i=1}^N x_{1,i} x_{n,i} \\ \sum_{i=1}^N x_{2,i} & \sum_{i=1}^N x_{2,i} x_{1,i} & \sum_{i=1}^N x_{2,i}^2 & \dots & \sum_{i=1}^N x_{2,i} x_{j,i} & \dots & \sum_{i=1}^N x_{2,i} x_{n,i} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \sum_{i=1}^N x_{j,i} & \sum_{i=1}^N x_{j,i} x_{1,i} & \sum_{i=1}^N x_{j,i} x_{2,i} & \dots & \sum_{i=1}^N x_{j,i}^2 & \dots & \sum_{i=1}^N x_{j,i} x_{n,i} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \sum_{i=1}^N x_{n,i} & \sum_{i=1}^N x_{n,i} x_{1,i} & \sum_{i=1}^N x_{n,i} x_{2,i} & \dots & \sum_{i=1}^N x_{n,i} x_{j,i} & \dots & \sum_{i=1}^N x_{n,i}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_1 \\ a_2 \\ \vdots \\ a_j \\ \vdots \\ a_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^N x_{1,i} y_i \\ \sum_{i=1}^N x_{2,i} y_i \\ \vdots \\ \sum_{i=1}^N x_{j,i} y_i \\ \vdots \\ \sum_{i=1}^N x_{n,i} y_i \end{bmatrix} \quad (9)$$

Definindo-se a matriz anterior como M , o vetor de coeficientes como $A = [a_1 \ a_2 \ \dots \ a_j \ \dots \ a_n]^T$ e o vetor contendo as observações como

$$Y = \left[\begin{array}{cccc} \sum_{i=1}^N x_{1,i} y_i & \sum_{i=1}^N x_{2,i} y_i & \dots & \sum_{i=1}^N x_{n,i} y_i \end{array} \right]^T, \text{ têm-se, finalmente, as}$$

estimativas para os coeficientes:

$$A = M^{-1}Y \quad (10)$$

Por fim, para se conferir (em certa medida) capacidade de generalização de resultados à MLR, realiza-se a estimação dos coeficientes e avaliação do desempenho da regressão através de uma abordagem de validação cruzada (*cross-validation approach*) (Huth, 1999; Kohavi, 1995; Michaelsen, 1987). Em tal abordagem, o procedimento da calibração (estimação dos coeficientes) se dá sobre um conjunto de amostras diferente daquele reservado ao procedimento de validação (avaliação do desempenho da regressão) de maneira que a validação não se veja diretamente influenciada pela minimização da função de erro realizada sobre as amostras empregadas para a calibração. Em uma primeira aproximação, divide-se o período escolhido para análise em dois conjuntos com igual número de amostras, de forma que o ano de 2013 diz respeito à calibração e o de 2014 à validação. Portanto, toda a análise do desempenho da MLR frente às médias diz respeito ao ano de 2014. Note-se que, nessa primeira aproximação ao problema, a divisão aqui adotada entre os conjuntos de calibração e validação se dá de forma arbitrária, postergando-se a estudos futuros a tarefa de se avaliar a robustez da regressão (a estabilidade de sua capacidade de generalização) por meio de diferentes divisões entre ambos os conjuntos.

Em suma, na MLR, são utilizadas como entradas da regressão (ou preditores) as séries de I_h das localidades. São ajustados coeficientes a essas séries de forma a aproximar a série ponderada de saída da MLR (o preditando), da série média de irradiância céu claro para todas as localidades ($I_{cc,total}$) (o alvo).

4.2.2 Exclusão de localidades de Z_0 e definição de Z_n

Uma vez realizada a calibração/validação da MLR sobre as séries de I_h pertencentes a Z_0 , os valores dos coeficientes indicam a relevância (na combinação) dada pela MLR às correspondentes localidades. Aqui, adota-se, portanto, um limite para

os coeficientes, abaixo do qual se considera de muito baixa relevância (para a combinação) a contribuição da(s) correspondente(s) localidade(s). Por exemplo, para as 16 localidades relativas a Z_o , o limite para os coeficientes foi de 1,25% com respeito à soma de todos os coeficientes, i.e., as localidades cujo correspondente coeficiente não atinge ao menos 1,25% são excluídas do restante da análise. Logo, o novo conjunto Z_n de séries de I_h forma-se contemplando apenas aquelas localidades cujos coeficientes apresentam valor maior ou igual a 1,25%. Uma vez formado o novo conjunto Z_n , realiza-se nova calibração/validação da MLR e nova avaliação sobre os valores dos novos coeficientes com vistas a uma possível exclusão de outras localidades. Tal laço iterativo, entre a calibração/validação da MLR e a exclusão de localidades, permanece enquanto há coeficientes com valor inferior a 1,25%.

Quando não se detectam coeficientes com valor inferior a 1,25%, deve-se identificar se tal condição está associada à igualdade entre os conjuntos Z_n e Z_o (quando já a calibração sobre Z_o proporciona todos os coeficientes com valor maior ou igual a 1,25%) ou desigualdade entre tais conjuntos (quando se exaure o laço entre a calibração/validação da MLR e a exclusão de localidades).

4.2.3 Cálculo da média aritmética das séries de I_h

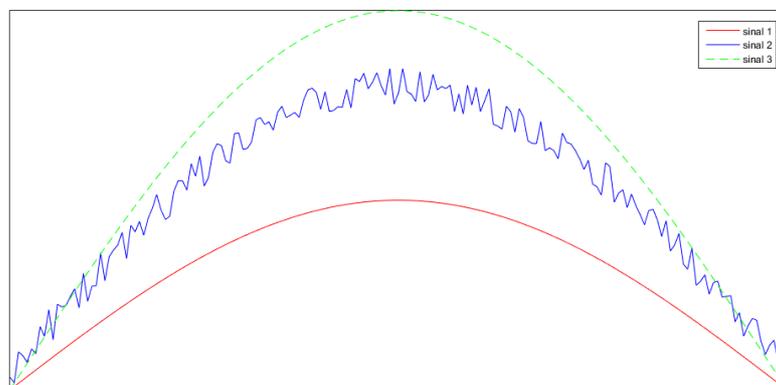
Quando se tem a condição de igualdade entre os conjuntos Z_n e Z_o , calcula-se a média aritmética sobre as séries que pertencem ao conjunto Z_o . Esta média é comparada com o resultado do MLR para o mesmo conjunto Z_o . Quando há uma desigualdade, a saída da MLR sobre o conjunto Z_n é comparada tanto com a média aritmética sobre o conjunto Z_o quanto com a média aritmética sobre o conjunto Z_n .

4.2.4 Análise do desempenho da MLR frente às médias

A métrica adotada para quantificar a aproximação do resultado do MLR bem como das médias do conjunto Z_{on} e Z_n é a raiz do erro médio quadrático das anomalias (RMSD, *root mean square difference*). A diferença entre o RMSD e o RMSE é que o erro sistemático (a diferença entre os valores médios dos sinais comparados) não influencia o RMSD e sim, o RMSE. Um exemplo é mostrado na Figura 10 (a), onde três

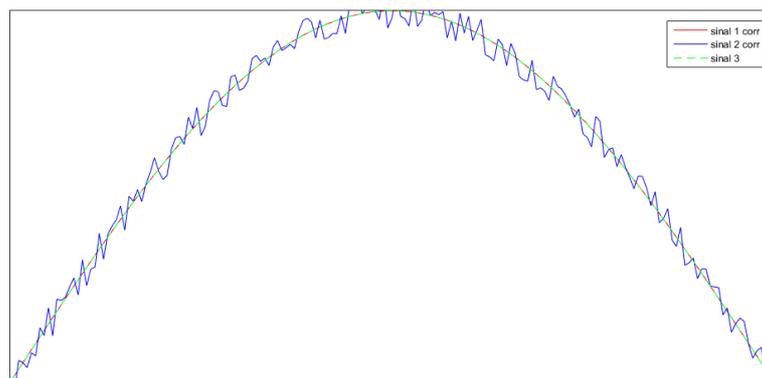
sinais são apresentados. O sinal com maior amplitude (sinal 3) representa o alvo (ou $I_{cc, total}$), os sinais com menor amplitude representam saídas hipotéticas do MLR. Verifica-se que o sinal intermediário (sinal 2) possui maior variabilidade que o sinal (sinal 1), este último de menor amplitude mas bastante bem comportado. Entretanto, uma análise com base apenas do RMSE entre o sinal resultante e o alvo indicaria que o (sinal 2) se apresenta como a melhor solução do MLR por estar mais próximo do alvo. A correção dos sinais resultantes pela média de I_{cc} (Ver Figura 10 (b)) faz com que a comparação entre os sinais resultantes e o alvo (por meio do RMSD), resulte efetivamente na série de menor variabilidade.

Figura 10 – Comparação de sinais resultantes s/correção e c/correção pela $I_{cc, total}$



— Sinal 1 — Sinal 2 - - - Sinal 3

(a)



— Sinal 1 — Sinal 2 - - - Sinal 3

(b)

Fonte: Elaborada pelo autor

O cálculo do RMSE é mostrado na Equação (11):

$$RMSE = \left[\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (\hat{y}_i - I_{cc,total,i})^2 \right]^{1/2} \quad (11)$$

As variáveis \hat{y} e $I_{cc,total}$ podem ser decompostas em duas componentes. A primeira diz respeito ao comportamento médio da variável e a segunda diz respeito a sua anomalia (flutuação com respeito ao comportamento médio) conforme mostrado nas Equações (12) e (13):

$$\hat{y} = \bar{y} + \Delta\hat{y} \quad (12)$$

$$I_{cc,total} = \bar{I}_{cc,total} + \Delta I_{cc,total} \quad (13)$$

A correção do valor médio de \hat{y} é mostrada na Equação (14), onde uma nova variável \tilde{y} é utilizada para normalizar a variável \hat{y} , subtraindo-se dessa variável o seu valor médio e somando-se o $\bar{I}_{cc,total}$.

$$\tilde{y} = \hat{y} + \bar{I}_{cc,total} - \bar{y} = \bar{y} + \Delta\hat{y} + \bar{I}_{cc,total} - \bar{y} = \Delta\hat{y} + \bar{I}_{cc,total} \quad (14)$$

Dessa forma, obtém-se a equação para o RMSD como:

$$RMSD = \left[\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (\tilde{y}_i - I_{cc,total,i})^2 \right]^{1/2} \quad (15)$$

ou

$$RMSD = \left[\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (\Delta\hat{y}_i + \bar{I}_{cc,total} - \bar{I}_{cc,total} - \Delta I_{cc,total,i})^2 \right]^{1/2} \quad (16)$$

Resultando na Equação (17):

$$RMSD = \left[\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (\Delta\hat{y}_i - \Delta I_{cc,total,i})^2 \right]^{1/2} \quad (17)$$

A Equação (17) mostra que O RMSD é, portanto, a raiz do erro médio quadrático entre as anomalias do preditando \hat{y} e alvo $I_{cc, total}$.

5 RESULTADOS

A seguir são apresentadas as correlações cruzadas (entre localidades) dos sinais de diferença de primeira ordem (ΔI_h e Δk_c), bem como uma análise das correlações com as distâncias.

5.1 Análise da variabilidade e correlações cruzadas

Nas matrizes das Tabelas 3 (a) e (b) são apresentadas as correlações cruzadas entre os sinais de ΔI_h e Δk_c respectivamente. Verifica-se que as séries de ΔI_h são mais correlacionadas (com valores entre 0,417 e 0,662) que as séries de Δk_c que apresenta correlação máxima da ordem de 0,18.

Em uma análise de variabilidade do sinal considerando-se apenas o comportamento estocástico, o parâmetro mais adequado para avaliação seria o Δk_c . Já quando se pretende incluir na análise o comportamento determinístico, o ΔI_h deve ser considerado (ver seção 5.1). Os resultados apresentados nas Tabelas 3 mostram que o comportamento determinístico da irradiância solar produz um aumento nos valores de correlação entre as séries das localidades.

Tabela 3 – Correlações cruzados entre os valores de ΔI_h (a) e ΔK_c (b) entre localidades

	Patos	Floresta	Garanhuns	Serra Talhada	Bom Jesus	Ouricuri	Teresina	Caicó	Mossoró	Natal	Itabaianinha	Bom J. da Lapa	Brumado	Irecê	Petrolina	Piatã
Patos	1	0.573	0.496	0.619	0.563	0.576	0.543	0.625	0.624	0.586	0.512	0.630	0.568	0.589	0.593	0.506
Floresta	0.573	1	0.426	0.545	0.531	0.524	0.511	0.542	0.551	0.531	0.464	0.572	0.526	0.549	0.545	0.488
Garanhuns	0.496	0.426	1	0.489	0.437	0.472	0.424	0.486	0.488	0.453	0.438	0.482	0.455	0.474	0.453	0.417
Serra Talhada	0.619	0.545	0.489	1	0.556	0.545	0.541	0.558	0.583	0.538	0.507	0.605	0.548	0.573	0.580	0.473
Bom Jesus	0.563	0.531	0.437	0.556	1	0.573	0.598	0.544	0.553	0.512	0.490	0.662	0.608	0.617	0.583	0.549
Ouricuri	0.576	0.524	0.472	0.545	0.573	1	0.540	0.557	0.556	0.531	0.509	0.606	0.566	0.585	0.554	0.505
Teresina	0.543	0.511	0.424	0.541	0.598	0.540	1	0.512	0.531	0.483	0.475	0.614	0.541	0.550	0.552	0.494
Caicó	0.625	0.542	0.486	0.558	0.544	0.557	0.512	1	0.578	0.568	0.480	0.587	0.535	0.555	0.558	0.476
Mossoró	0.624	0.551	0.488	0.583	0.553	0.556	0.531	0.578	1	0.581	0.512	0.620	0.552	0.575	0.566	0.489
Natal	0.586	0.531	0.453	0.538	0.512	0.531	0.483	0.568	0.581	1	0.463	0.561	0.515	0.545	0.529	0.468
Itabaianinha	0.512	0.464	0.438	0.507	0.490	0.509	0.475	0.480	0.512	0.463	1	0.543	0.478	0.506	0.495	0.425
Bom J. da Lapa	0.630	0.572	0.482	0.605	0.662	0.606	0.614	0.587	0.620	0.561	0.543	1	0.642	0.646	0.630	0.565
Brumado	0.568	0.526	0.455	0.548	0.608	0.566	0.541	0.535	0.552	0.515	0.478	0.642	1	0.613	0.564	0.528
Irecê	0.589	0.549	0.474	0.573	0.617	0.585	0.550	0.555	0.575	0.545	0.506	0.646	0.613	1	0.590	0.567
Petrolina	0.593	0.545	0.453	0.580	0.583	0.554	0.552	0.558	0.566	0.529	0.495	0.630	0.564	0.590	1	0.515
Piatã	0.506	0.488	0.417	0.473	0.549	0.505	0.494	0.476	0.489	0.468	0.425	0.565	0.528	0.567	0.515	1

(a)

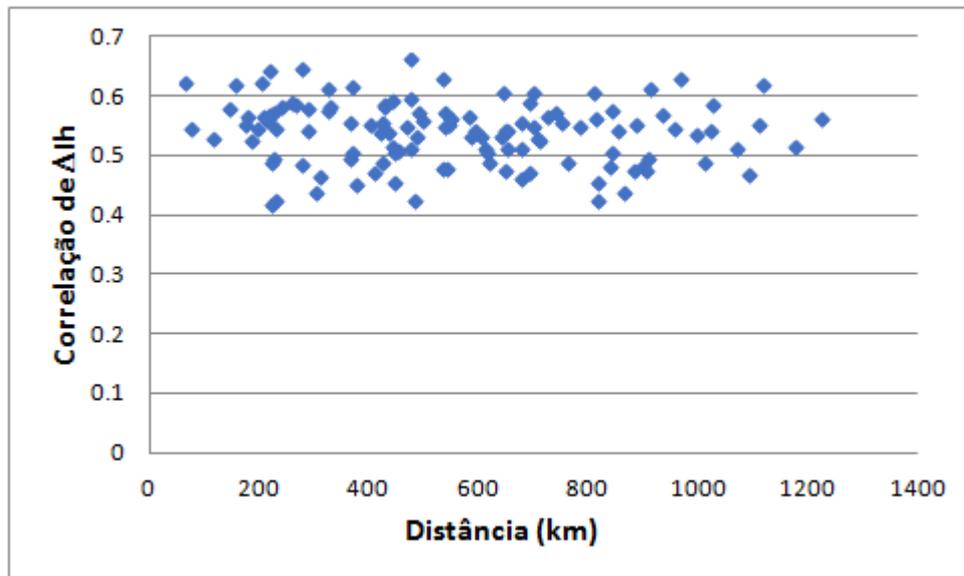
	Patos	Floresta	Garanhuns	Serra Talhada	Bom Jesus	Ouricuri	Teresina	Caicó	Mossoró	Natal	Itabaianinha	Bom J. da Lapa	Brumado	Irecê	Petrolina	Piatã
Patos	1.000	0.082	0.061	0.137	0.028	0.089	0.050	0.132	0.057	0.024	0.008	0.007	0.000	0.010	0.039	0.024
Floresta	0.082	1.000	0.013	0.101	0.003	0.067	0.034	0.061	0.009	0.026	0.017	0.026	0.012	0.013	0.043	0.026
Garanhuns	0.061	0.013	1.000	0.068	0.017	0.071	0.024	0.044	0.015	0.011	0.058	0.010	0.047	0.038	0.035	0.034
Serra Talhada	0.137	0.101	0.068	1.000	0.015	0.074	0.034	0.071	0.043	0.004	0.034	0.029	0.019	0.031	0.078	0.041
Bom Jesus	0.028	0.003	0.017	0.015	1.000	0.027	0.071	0.032	0.011	0.022	0.004	0.176	0.097	0.058	0.027	0.057
Ouricuri	0.089	0.067	0.071	0.074	0.027	1.000	0.026	0.066	0.036	0.038	0.078	0.031	0.058	0.062	0.054	0.018
Teresina	0.050	0.034	0.024	0.034	0.071	0.026	1.000	0.059	0.000	0.004	0.014	0.023	0.030	0.015	0.032	0.021
Caicó	0.132	0.061	0.044	0.071	0.032	0.066	0.059	1.000	0.040	0.026	0.001	0.014	0.006	0.022	0.026	0.019
Mossoró	0.057	0.009	0.015	0.043	0.011	0.036	0.000	0.040	1.000	0.055	0.031	0.033	0.002	0.036	0.006	0.003
Natal	0.024	0.026	0.011	0.004	0.022	0.038	0.004	0.026	0.055	1.000	0.015	0.032	0.022	0.030	0.020	0.062
Itabaianinha	0.008	0.017	0.058	0.034	0.004	0.078	0.014	0.001	0.031	0.015	1.000	0.007	0.017	0.032	0.022	0.010
Bom J. da Lapa	0.007	0.026	0.010	0.029	0.176	0.031	0.023	0.014	0.033	0.032	0.007	1.000	0.124	0.054	0.031	0.037
Brumado	0.000	0.012	0.047	0.019	0.097	0.058	0.030	0.006	0.002	0.022	0.017	0.124	1.000	0.075	0.011	0.124
Irecê	0.010	0.013	0.038	0.031	0.058	0.062	0.015	0.022	0.036	0.030	0.032	0.054	0.075	1.000	0.051	0.117
Petrolina	0.039	0.043	0.035	0.078	0.027	0.054	0.032	0.026	0.006	0.020	0.022	0.031	0.011	0.051	1.000	0.014
Piatã	0.024	0.026	0.034	0.041	0.057	0.018	0.021	0.019	0.003	0.062	0.010	0.037	0.124	0.117	0.014	1.000

(b)

Fonte: Elaborada pelo autor

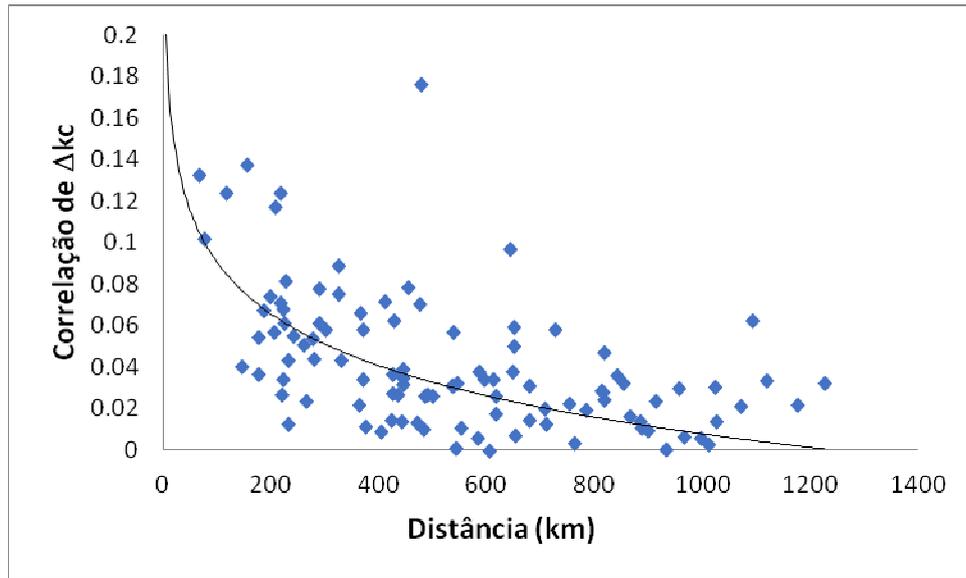
As Figuras 11 e 12 mostram as correlações entre os sinais de ΔI_h e Δk_c em função das distâncias entre as localidades. Verificam-se as correlações de ΔI_h com valor bastante mais elevado que as correlações de Δk_c (Figura 11). Ainda, é possível observar uma tendência de aumento das correlações de Δk_c com a redução das distâncias entre as localidades. No entanto, o mesmo não se verifica com a variável ΔI_h que apresenta valores dispersos entre 0,40 e 0,66 praticamente para toda a faixa de distâncias. Os resultados apresentados mostram que mesmo baixas, as correlações da parte estocástica do sinal de radiação solar, presente em k_c , reduzem com a distância, o que não se observa para a série com componente determinística (ΔI_h). Esse efeito possivelmente está vinculado às pequenas faixas de latitude e longitude nas quais o conjunto de localidades analisadas está situado. Para localidades mais espaçadas em latitude e, principalmente em longitude, possivelmente as correlações de (ΔI_h) seriam menores e poderiam apresentar um comportamento similar a (Δk_c). Esse fato seria explicado pela diferença de fuso horário entre localidades com diferenças significativas entre suas correspondentes longitudes. A diferença significativa entre os fusos implicaria em uma defasagem entre as componentes determinísticas das localidades correlacionadas, com consequente redução da correlação cruzada.

Figura 11 – Correlação cruzada entre os sinais de ΔI_h em função das distâncias



Fonte: Elaborada pelo autor

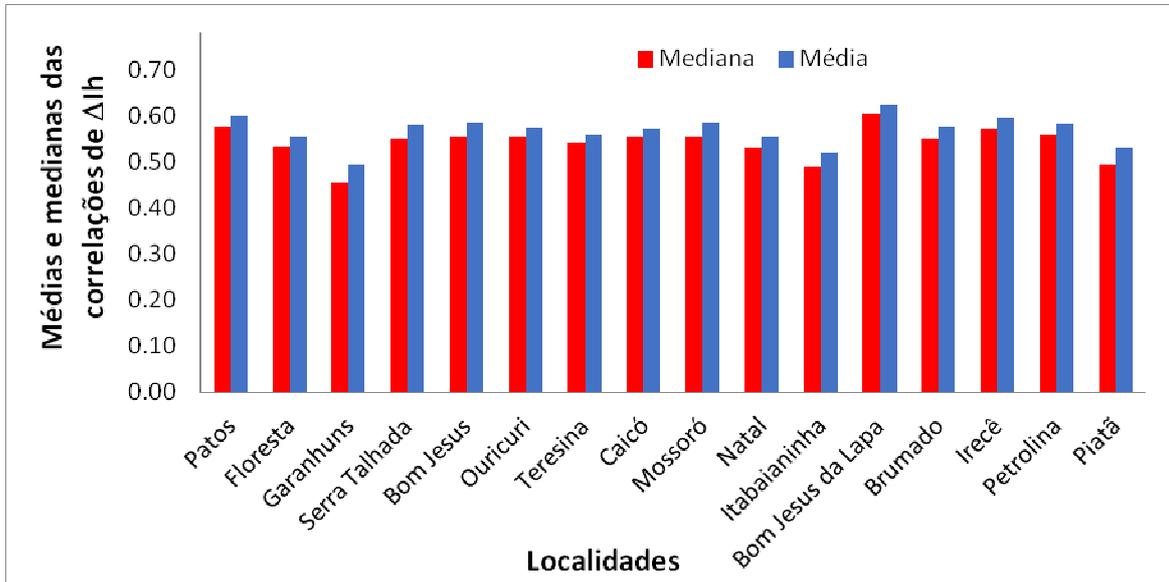
Figura 12 - Correlações cruzadas entre os sinais de Δk_c em função das distâncias



Fonte: Elaborada pelo autor

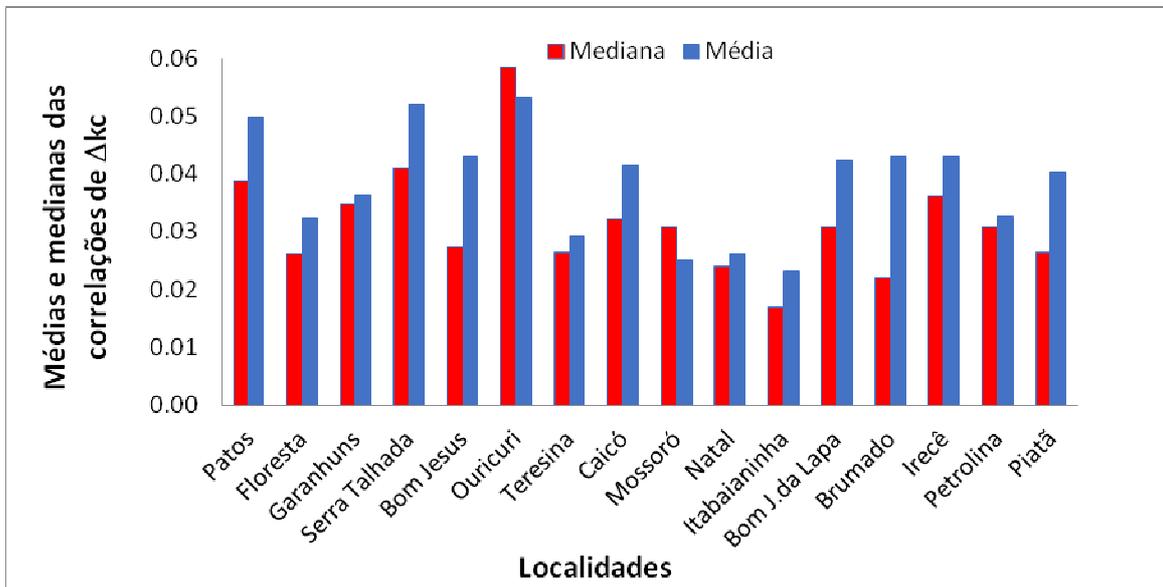
As médias e as medianas de todos os valores de correlações cruzadas para cada uma das localidades (entre as demais) são apresentadas nas Figuras 13 e 14. Verifica-se que as medianas do sinal de ΔI_h encontram-se muito próximas das médias, seguindo o mesmo comportamento dessas. Isso significa que as distribuições das séries de ΔI_h são bastante simétricas. Essa simetria pode ser atribuída à influência da componente determinística presente na série de ΔI_h . Para o sinal de Δk_c (de baixas correlações), esses estatísticos apresentam maior variação entre si. Observando-se esses resultados para Δk_c (Figura 14) verifica-se que Ouricuri, seguido de Serra Talhada e de Patos, apresentam as maiores médias das correlações. Na análise da mediana, Ouricuri se destaca das demais.

Figura 13 - Médias e medianas das correlações cruzadas entre os sinais de ΔI_h



Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 14 - Médias e medianas das correlações cruzadas entre os sinais de Δk_c



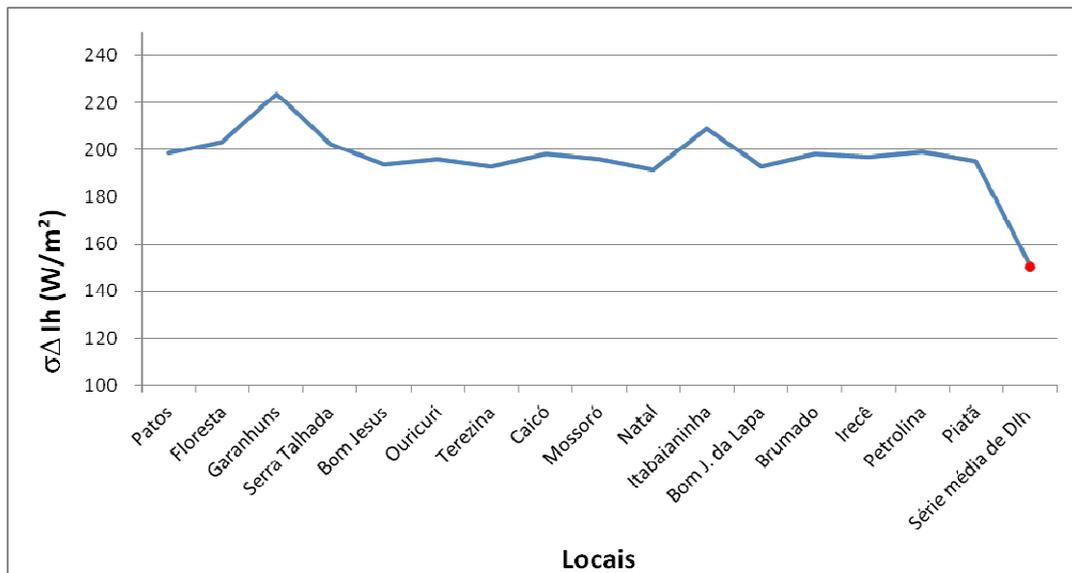
Fonte: Elaborada pelo autor

Os desvios padrão (σ) das séries individuais de ΔI_h e de Δk_c foram calculados para cada localidade e para as séries médias desses sinais, essas últimas, obtidas calculando-se a média aritmética, para cada instante de tempo, das variáveis (ΔI_h e Δk_c) de todas as localidades.

Os valores de desvio padrão das diferenças de primeira ordem das séries de I_h ($\sigma_{\Delta I_h}$) para cada localidade e para a série média de ΔI_h (aqui denominado $\Delta I_{h, total}$) são mostrados na Figura 15.

Verifica-se na Figura 15 que o desvio padrão da série média das diferenças das irradiâncias ($\sigma_{\Delta I_{h, total}}$) é da ordem de 150 W/m². Para todas as localidades analisadas esse desvio apresenta-se acima de 195 W/m², o que corresponde a um aumento com relação à série média da ordem de 30%. Valores de desvios ainda maiores, de 49% e 39% podem ser verificados para algumas localidades (Garanhuns e Itabaianinha respectivamente).

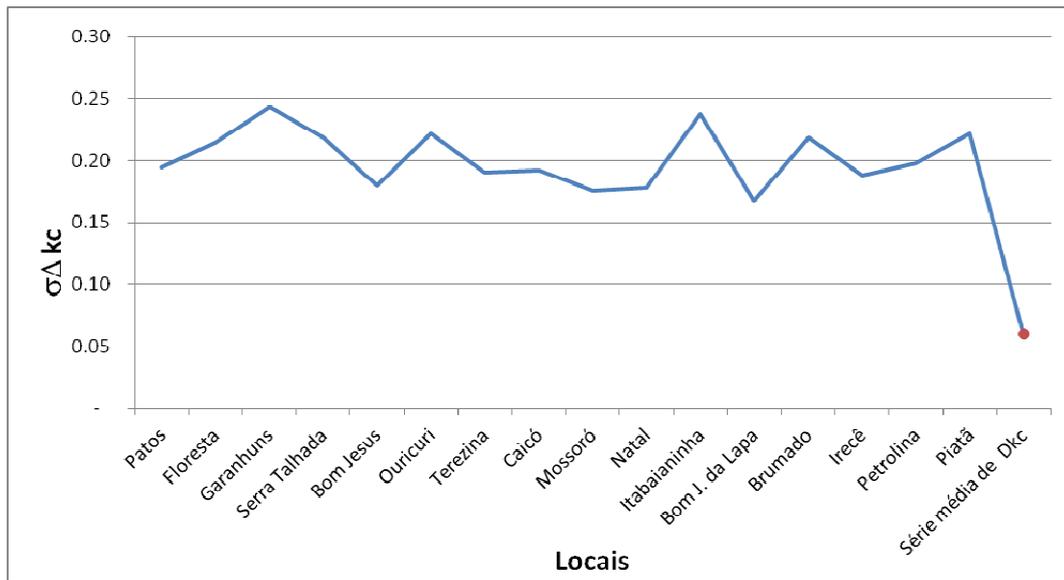
Figura 15 – Desv. padrão diferença irradiância ($\sigma_{\Delta I_{h, total}}$) versus desv. padrão ($\Delta I_{h, total}$)



Fonte: Elaborada pelo autor

A mesma análise pode ser realizada com o índice de céu claro (k_c), parâmetro utilizado como alternativa ao I_h com o objetivo de retirar as tendências determinísticas dessa variável. Os desvios da diferença de primeira ordem de k_c (séries de Δk_c) são mostrados na Figura 16 para todas as localidades e para a série média da diferença de k_c .

Figura 16 – Desv. padrão da diferença ($\sigma_{\Delta k_c}$) versus desv. padrão (Δk_c)



Fonte: elaborada pelo autor

Os valores de σ das séries de diferenças do índice de céu claro ($\sigma_{\Delta k_c}$) para o conjunto de localidades analisado são superiores a 0,17, sendo o valor para a série média da ordem de 0,06 (Figura 16), ou seja, desvios quase 3 vezes maiores que o apresentado pela série da média.

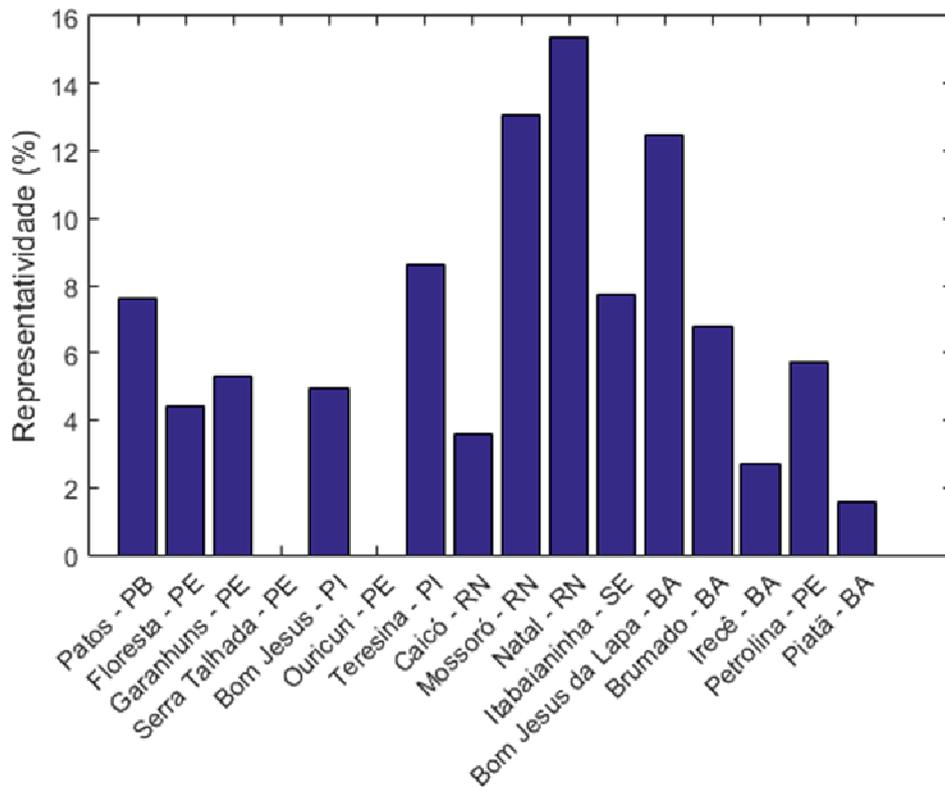
Em suma, a variância dos sinais individuais de (ΔI_h) e de (Δk_c) são muito superiores à variância das respectivas séries médias. Os resultados apresentados mostram que quando se considera a componente determinística do recurso solar (por meio de I_h), o desvio padrão da média das séries de diferenças (série média de ΔI_h) é da ordem de 30% menor que os desvios das séries individuais. Para o caso apenas da componente estocástica, considerada por meio de k_c , o desvio padrão da série média de (Δk_c) é de até 2,8 vezes menor que os desvios das séries individuais. Cabe salientar que os resultados obtidos são restritos ao conjunto de localidades escolhido. Ainda, os mesmos estão pautados na base de dados NSRDB, conforme explicado na metodologia.

5.2 Resultado da MLR na composição das centrais

A Figura 17 mostra estimativa, realizada utilizando o período de calibração (2013), da contribuição percentual de cada um dos locais de interesse na composição da potência fotovoltaica total. Como foi estabelecido um limite inferior de contribuição de 1,25%, os

locais de Ouricuri e Serra Talhada foram desconsiderados para a implantação de centrais. Contudo, é válido salientar que este resultado é válido apenas para o conjunto de locais selecionados para esse trabalho e, dessa forma, caso outro conjunto de locais de interesse seja utilizado, Serra Talhada e Ouricuri podem apresentar uma maior representatividade.

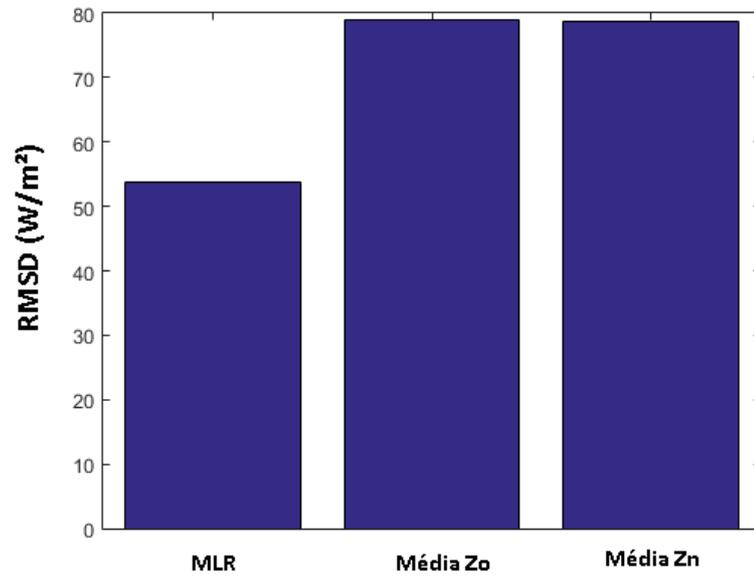
Figura 17 - Contribuição de cada localidade na composição da potência FV total



Fonte: Elaborada pelo autor

A Figura 18 mostra a raiz do erro médio quadrático das diferenças (RMSD), calculado utilizando o período de validação, entre a série do modelo de céu claro representativo de toda a região que engloba os locais de interesse e as séries estimadas por três modelos distintos, sendo eles: a regressão linear múltipla (MLR) utilizando os coeficientes estimados durante o período de calibração; a média das séries de irradiância de todos os locais de interesse (conjunto Z_o), que pode ser entendida como uma composição de centrais com mesma potência nominal; e a média das séries de irradiância dos locais com representatividade estimada na calibração superior à representatividade mínima (conjunto Z_n), i.e. desconsiderando os locais de Serra Talhada e Ouricuri), que pode ser entendida como uma composição, utilizando a mesma potência nominal para todas as centrais, dos locais selecionados.

Figura 18 - Raiz do erro médio quadrático das diferenças (RMSD) obtidas na validação



Fonte: Elaborada pelo autor

Levando em consideração o pressuposto de que a potência elétrica gerada pelas plantas fotovoltaicas pode ser considerada linearmente dependente da irradiância incidente, a diferença entre a raiz do erro médio quadrático das diferenças do modelo MLR e dos demais modelos para séries de irradiância demonstra um benefício em se utilizar plantas fotovoltaicas de locais distintos com potências nominais distintas para se obter uma maior suavização na variabilidade da potência elétrica total gerada.

6 CONCLUSÕES

Uma análise das correlações entre os sinais de ΔI_h e Δk_c em função das distâncias entre as localidades mostrou que as correlações de Δk_c são muito baixas. Valores bem mais elevados foram observados para a variável ΔI_h . Ainda, avaliando-se as relações entre essas correlações e as distâncias entre as localidades, verificou-se que, diferentemente de ΔI_h que não apresenta nenhuma tendência, as correlações de Δk_c aumentam com a redução das distâncias entre as localidades. Ambos os resultados podem estar associados aos diferentes comportamento dessas variáveis, pois parte do comportamento de I_h é determinístico, enquanto que em k_c , apenas o comportamento estocástico do sinal se encontra presente.

Efetivamente, analisando-se as médias e medianas das correlações entre todas as localidades das séries de ΔI_h e Δk_c verifica-se, pela proximidade entre esses estatísticos, no caso de ΔI_h , que esta variável tem uma distribuição simétrica, diferente de Δk_c . Os resultados das medianas para Δk_c apresentaram um pico para a localidade de Ouricuri, localidade excluída posteriormente na composição de centrais proposta pelo MLR.

Os resultados apresentados neste trabalho demonstram que existe um potencial de melhoria em se utilizar na inserção da geração solar no SIN plantas fotovoltaicas com potências nominais distintas para se obter uma maior suavidade na potência fotovoltaica total produzida, mesmo que as contribuições de cada uma das centrais sejam estimadas fazendo uso de modelos estatísticos de grande simplicidade, como é caso do presente trabalho.

Vale destacar que os dados de irradiância utilizados no atual trabalho, mesmo que bastante úteis para uma primeira abordagem e demonstração da metodologia proposta, são oriundos de modelagens físicas com resolução temporal horária. Contudo, para análises mais precisas, se faz necessária a utilização de dados observacionais com resolução temporal intra-horária, para que seja possível a percepção de características microescalares dos locais de interesse, i.e, características oriundas de fenômenos físicos com intervalo de duração inferiores a uma hora.

Tendo em vista os resultados preliminares expostos anteriormente, fica claro que a utilização de plantas fotovoltaicas com potências distintas, desde que a contribuição de cada

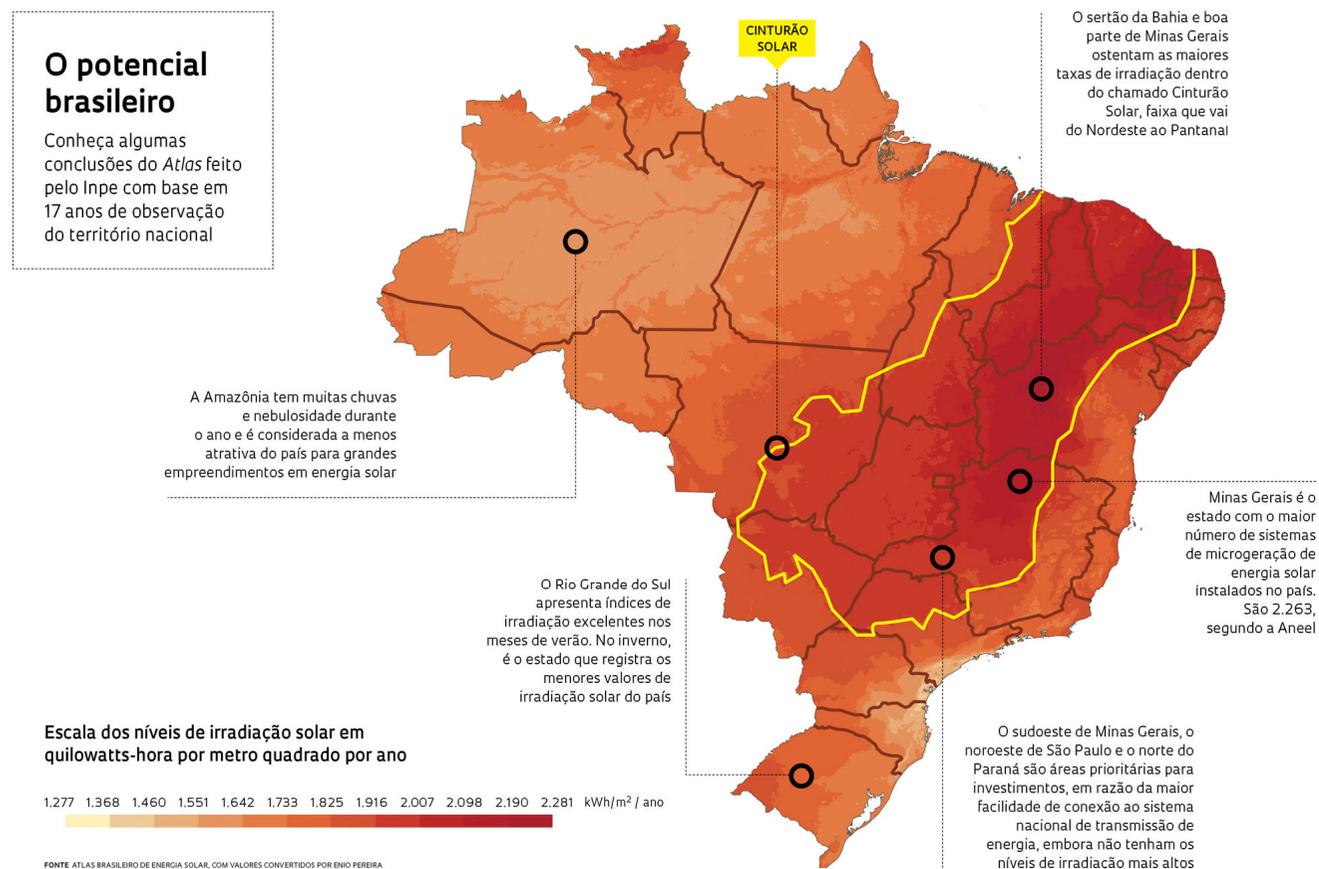
uma das plantas na potência total seja bem estimada, pode contribuir para a melhora da suavização e previsibilidade da potência fotovoltaica gerada.

7 PERSPECTIVAS FUTURAS

Ao longo da elaboração do estudo, nos foram ocorrendo algumas idéias e digressões em torno do vasto tema de energia renovável, que são aqui coletadas num item que pretende fornecer sugestões quanto a possíveis desdobramentos para trabalhos futuros.

- i. **Emprego da MLR para planejamento energético ou operação do SIN:** pode ser utilizada em estudos mais aprofundados com vistas à escolha de possíveis locais para instalação de centrais fotovoltaicas, fazendo uso de base de dados com maior resolução temporal (intra horária) ao longo de um período climatologicamente significativo (ordem de décadas). De maneira similar, o emprego da metodologia MLR para operação energética parece ser um campo promissor para o aperfeiçoamento das ferramentas de apoio à decisão no cotidiano operacional das concessionárias de energia e para o ONS;
- ii. **Suavização da variabilidade em maior escala espacial/temporal:** Análise mais abrangente da suavização da variabilidade solar em maior escala espacial, compreendendo número maior de plantas solares dispersas num maior território e escala temporal;
- i. **Suavização da variabilidade eólica e solar de grande porte no SIN:** Se consideramos o corredor de geração solar, definido na Figura 19 abaixo, extraída do atlas desenvolvido pelo INPE (Pereira et al, 2017), pode-se constatar o potencial de adoção de uma topologia híbrida eólica e solar em toda a extensão do interior do Brasil. Um estudo que investigue a correlação entre as duas formas de geração renovável com intuito de verificar o grau de complementaridade entre elas, além estabelecer estratégias de suavização espacial e temporal, será útil na consolidação da presença das energias renováveis na matriz energética brasileira.

Figura 19 – Potencial de geração solar



Fonte: Pereira et al (2017)

- ii. **Centro dedicado de controle de energia renovável:** O presente trabalho leva a se cogitar no emprego de um centro de controle dedicado às energias renováveis, como no caso do CECRE⁹ espanhol, que seja hierarquicamente integrado à infraestrutura operativa do ONS ao nível de Centro Regional de Operação de Sistema (COSR), e que se ocupe da operação ótima da geração renovável distribuída e em larga-escala e armazenamento em larga-escala de energia em todo território brasileiro, preponderantemente concentrados na região Nordeste, rodando aplicativos de alto-nível associados com previsão da geração, despacho centralizado da energia renovável e da energia armazenada com a convergência com os centros de meteorologia para obtenção de uma maior previsibilidade das fontes primárias de energia eólica e solar.

⁹ **CECRE:** A Red Eléctrica de Espanã desde 2006 implantou um Centro de Controle de Energias Renováveis, CECRE, que se tornou o primeiro centro do mundo dedicado ao comando e controle da geração renovável, em especial eólica, que permite integrar ao sistema interligado espanhol um grande volume dessa forma intermitente de energia. Uma hierarquia de controle, compreendendo 23 centros subordinados ao CECRE envia cada 12 segundos informações em tempo-real de cada planta de geração sobre o status de conexão, nível de geração e tensão no ponto de acoplamento ao sistema de potência, que são processadas por sofisticadas ferramentas que permitem identificar a acomodação a cada instante da produção de energia renovável no sistema eléctrico (REE, 2018)

REFERÊNCIAS

ANEEL. Acompanhamento das centrais geradoras fotovoltaicas - Expansão da oferta de energia elétrica. ANEEL, 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/acompanhamento-da-expansao-da-oferta-de-geracao-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 31 jan. 2018.

BIRD, R.; RULSTROM, R. **A Simplified Clear Sky Model for Direct and Diffuse Insolation on Horizontal Surfaces**. Solar Energy Research Institute (SERI), 1981, 46p.

BLACKBURN, J. **Matching utility loads with solar and wind power in North Carolina - Dealing with intermittent energy sources**. IEER (Institute for Energy and Environmental Research), 2010, 38p.

COCHRAN, J.; BIRD, L.; HEETER, J.; ARENT, D. **Integrating Variable Renewable Energy in Electric Power Markets: Best Practices from International Experience**. NREL, JISEA, Clean Energy Solutions Center & Clean Energy Ministerial, 2012, 20p.

DESTER, M.; TRINDADE, M. T. D. O.; BAJAY, S. V. **A Integração das Fontes Renováveis na Matriz de Energia Elétrica Brasileira e o Papel da Hidroeletricidade como Elemento Facilitador de Política Energética e Planejamento**. Revista Brasileira de Energia, v. 19, n. 1, p. 127-168, 2013.

ECOFYS. **Integrating renewables into power systems and markets**. ECOFYS' POWER SYSTEMS AND MARKETS GROUP. 2013, 16p.

EPRI. **Impacts of Wind Generation Integration**. EPRI (Electric Power Research Institute). 2011, 8p.

EWEA. **The Economics of Wind Energy**. EWEA (European Wind Energy Association). 2009, 156p.

FEYNMAN, R.; LEIGHTON, R.; SANDS, M. The Feynman Lectures on Physics, Volume I – Electromagnetic Radiation. **The Feynman Lectures on Physics**, 1963. Disponível em: http://www.feynmanlectures.caltech.edu/I_28.html. Acesso em: 18 jan. 2018.

FONTANAILLES, G. Geografalando, 2018. **Geografalando**, 2018, Disponível em: <<http://geografalando.blogspot.com.br/2013/05/clima-classificacao-climatica.html>>. Acesso em: 04 mar. 2018.

GUEYMARD, C. A.; WILCOX, S. M. **Spatial and temporal variability in the solar resource: Assessing the value of short-term measurements at potential solar power plant Site.** Solar 2009 Conf., Buffalo, NY, American Solar Energy Soc., 2009, 9p.

HABTE, A.; SENGUPTA, M.; LOPEZ, A. **Evaluation of the National Solar Radiation Database (NSRDB): 1998–2015.** NREL-National Renewable Energy Laboratory, 2017, 38p.

HOFF, T. E.; PEREZ, R. **Modeling PV Fleet Output Variability.** Clean Power Research. 2010a, 20p.

HOFF, T. E.; PEREZ, R. **Quatifying PV Power Output Variability.** Solar Energy, 2010b, 12p.

HOFF, T. E.; PEREZ, R. **Predicting Short-Term Variability of High_Penetration PV,** 2012, 6p.

HUTH, R. **Statistical downscaling in central Europe: evaluation of methods and potential predictors.** Climate Research, 1999, 11p.

IEC. **Grid integration of large-capacity Renewable Energy sources and use of large-capacity Electrical Energy Storage - White Paper.** IEC (International Electrotechnical Commission), 2011, 102p.

IEC. **Distributed Energy Management (DER): Advanced Power System Management - Functions and Information Exchanges for Inverter-based DER Devices,** Modelled in IEC 61850-90-7. International Electrotechnical Commission, 2012, 68p.

IFC. **Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants - A Project Developer's Guide.** International Finance Corporation, 2015, 216p.

IRENA. **From baseload to peak: Renewables provide a reliable solution (Working Paper).** IRENA (International Renewable Energy Agency), 2015.

JENNRICH, R. I. **Asymptotic properties of non-linear least squares estimators.** The Annals of Mathematical Statistics. 1969. p. 633-643.

KOHAVI, R. **A study of cross-validation and bootstrap for accuracy estimation and model selection.** International Joint Conference on Artificial Intelligence, 1995. p. 1137-1145.

KUNDUR, P. et al. **Definition and Classification of Power System Stability.** IEEE Transactions on Power Systems, 19, Número: 2, 2004, 15p.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; ABREU, S. L. **Satellite-derived solar resource maps for Brazil under SWERA project.** Solar Energy, v. 81, 2007, p. 517-528.

MEYER, P. L. **Meyer, P. L. (1970). Introductory probability and statistical applications,** 1970, 382p.

MICHAELSEN, J. **Cross-validation in statistical climate forecast models.** Journal of Climate and Applied Meteorology, volume 26, nov. 1987, p. 1589-1600.

MILLS, A.; WISER, R. **Implications of Wide-Area Geographic Diversity for Short-Term Variability of Solar Power.** Ernest Orlando Lawrence – Berkeley National Laboratory, 2010, 48p .

MYERS, D. R. **Solar Radiation - Practical Modeling for Renewable Energy Applications.** Boca Raton, FL, USA: CRC Press - Taylor & Francis Group, 2013, 199p.

NERC. **Accommodating High Levels of Variable Generation.** NERC (North American Electric Reliability Corporation), 2009, 17p.

NERC. **Flexibility Requirements and Metrics for Variable Generation: Implications for System Planning Studies.** NERC (North American Electric Reliability Corporation), 2010, 63p.

NOAA. National Oceanic and Atmospheric Administration. **National Oceanic and Atmospheric Administration**, 2018. Disponível em: <<https://www.ncdc.noaa.gov/data-access/model-data/model-datasets/numerical-weather-prediction>>. Acesso em: 03 Janeiro 2018.

LJUNG, L. **System identification: theory for the user.** 2a. ed. Pearson Education, 1998, 255p.

ONS. 2º LER/2016: **Quantitativos da Capacidade Remanecente do SIN para Escoamento de Geração pela Rede Básica, DIT e ICG.** Operador Nacional do Sistema (ONS), 2016. (ONS-NT 121/2016-r0), 100p.

PENERGY CONSULTORIA EM ENERGIA LTDA. PEnergy Consultoria em Energia Ltda. **PEnergy Consultoria em Energia Ltda**, 2018. Disponível em: <<http://www.penergy.com.br/index.html>>. Acesso em: 21 Janeiro 2018.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L.; RUTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G.. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. INPE/CCST/LABREN. São José dos Camos, 2017, 80p.

PEREZ, M. J. R.; FTHENAKIS, V. M. **On the Spatial Decorrelation of Stochastic Solar Resource Variability at Long Timescales**. Solar Energy Journal 2015, 27p.

PEREZ, R.; INEICHEN, P.; SEALS, R; ZELENKA, A. **Making Full Use of the Clearness Index for Parameterizing Hourly Insolation Conditions**. Solar Energy, volume 45. p. 111-114. 1990.

PEREZ, R.; DAVID, M.; HOFF, T.; KIVALOV, S.; KLEISSL, J.; LAURET, P.; PEREZ, M. **Spatial and temporal variability of solar energy**. IEA-SHCP Task 46. 2015, 21p.

PEREZ, R.; HOFF, T. E. **Mitigating Short-Term PV Output Intermittency**. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2013b. 5p.

REE. Red Eléctrica de España. **Centro de Control de Energías Renovables (CECRE)**, 2018. Disponível em: <<http://www.ree.es/es/sala-de-prensa/infografias-y-mapas/centro-de-control-de-energias-renovables-cecre-con-locucion>>. Acesso em: 05 Janeiro 2018.

RENO, M. J.; HANSEN, C. W.; STEIN, J. S. **Global Horizontal Irradiance Clear Sky Models: Implementation and Analysis**. Sandia National Laboratories. 2012, 68p.

RIGOLLIER, C.; BAUER, O.; WALD, L. **On the clear sky model of the ESRA - European Solar Radiation Atlas with respect to the Heliosat method**. Solar Energy, Elsevier, 2000, 16p.

SENGUPTA, M. **Measurement and Modeling of Solar and PV Output Variability**. NREL- National Renewable Energy Laboratory, 2011, 7p.

SENGUPTA, M. et al. **Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications**. NREL - Renewable Energy Laboratory, 2015, 255p.

WEISBERG, S. **Applied Linear Regression**, 2005, 329p.

WILKS, D. S. **Statistical methods in the atmospheric sciences**. Academic press. International Geophysics Series, 2011, volume 100, 649p.

XIE, Y.; SENGUPTA, M.; DUDHIA, J. **Fast All-sky Radiation Model for Solar Applications**. Solar Energy, volume 135, out. 2016, p. 435-445.

YANG, H.; KURTZ, B.; NGUYEN, A.; URQUHART, B.; CHOW, C. W.; GHONIMA, M.; KLEISSL, J. **Solar irradiance forecasting using a ground-based sky imager developed at UC San Diego**. Center for Renewable Resources and Integration, Department of Mechanical and Aerospace Engineering, University of California. San Diego. 2014, 30p.

APÊNDICE A – ANÁLISE DE LINEARIDADE

ANÁLISE DA LINEARIDADE ENTRE POTÊNCIA GERADA E IRRADIÂNCIA HORIZONTAL PARA AS LOCALIDADES ANALISADAS

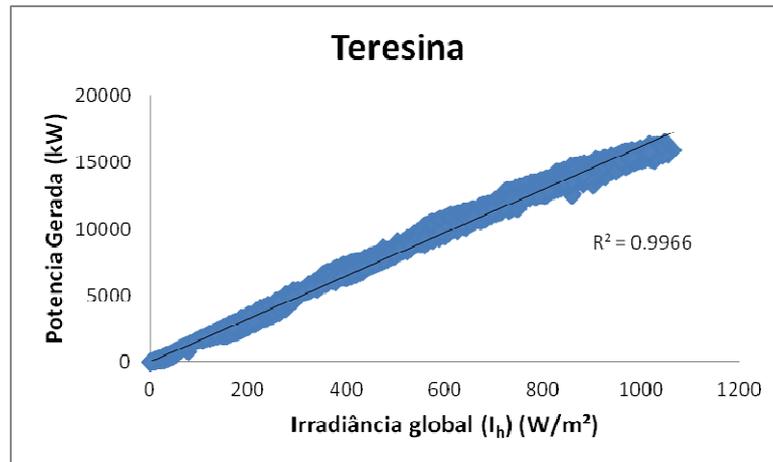
Curvas de potência gerada em função da irradiância no plano horizontal foram obtidas utilizando-se o aplicativo SAM para localidades em diferentes posições (extremas), ou seja, mais ao norte: Teresina (-5,08; -42,8), mais ao sul: Brumado (-14,19; -41,66), a leste: Natal (-5,79; -35,21) e a oeste: Bom Jesus (-9,07; -44,35). A localidade de Serra Talhada (-7,98, -38,29), em uma posição um pouco mais central (em relação ao conjunto de localidades analisado) também foi utilizada. A correlação (r), dada pela raiz quadrada do coeficiente de determinação (R^2) das curvas de Potência versus irradiância global foram obtidas.

Segue uma descrição das características das localidades escolhidas e as curvas obtidas. Como pode ser observado nas Figuras A1 a A5, os coeficientes de determinação da reta de tendência (R^2) de todas as localidades encontra-se acima de 0,98, o que significa uma correlação (r) acima de 0,99. Os coeficientes foram determinados para todas as demais localidades, sendo Brumado a que apresenta o menor coeficiente de determinação (0,98).

Teresina

O clima de Teresina é tropical semiúmido (Classificação A de acordo com Köppen e Geiger – consultar Anexo B contendo breve descrito desse sistema de classificação climática). A temperatura média é de 27°C. A temperatura média mais alta é de 29,3°C em outubro e a mais baixa de 26,1°C em junho. A precipitação pluviométrica anual situa-se em torno de 1400 mm, sendo agosto é o mês de menor precipitação e março o de maior precipitação (Climate-Data.Org, 2018). Ver Figura 1.

Figura 1 – Potência FV gerada em função da irradiância global - Teresina (PI)

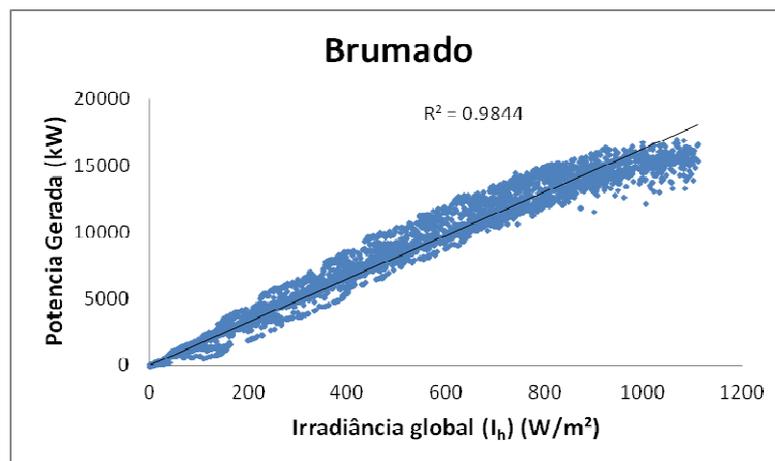


Fonte: Simulações realizadas pelo autor

Brumado

O clima em Brumado é tropical e conhecido como um clima de estepe local (classificação *BSh* de acordo com Köppen e Geiger – consultar Anexo B contendo breve descrito desse sistema de classificação climática). A temperatura média é de $23,8^{\circ}C$. A temperatura média mais alta é de $25,3^{\circ}C$ em outubro e a mais baixa de $21,2^{\circ}C$ em julho. A pluviosidade média anual é de 590 mm sendo agosto o mês mais seco e dezembro o mês de maior precipitação (Climate-Data.Org, 2018). Ver Figura 2.

Figura 2 – Potência FV gerada em função da irradiância global - Brumado (BA)

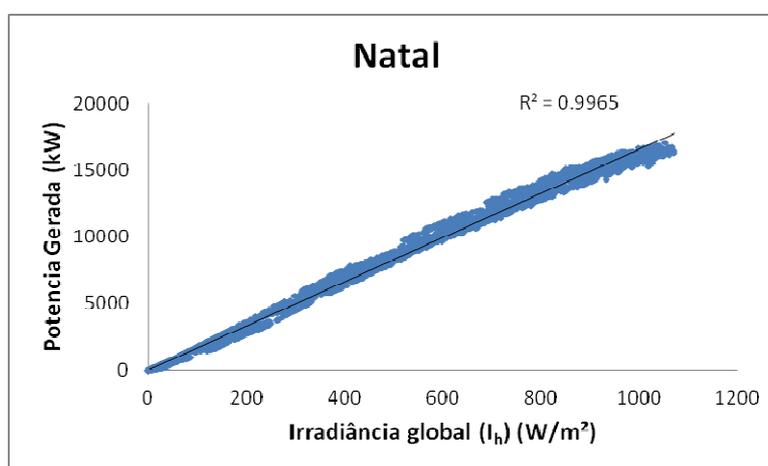


Fonte: Simulações realizadas pelo autor

Natal

O clima em Natal é tropical. Chove muito menos no inverno que no verão. (classificação *Aw* de acordo com Köppen e Geiger – consultar Anexo B contendo breve descrito desse sistema de classificação climática). A temperatura média é de 25,8 °C. A temperatura média mais alta é de 27,0 °C em fevereiro e a mais baixa de 24,4 °C em julho. A pluviosidade média anual é de 1464 mm sendo outubro o mês mais seco e junho o mês de maior precipitação (Climate-Data.Org, 2018). Ver Figura 3.

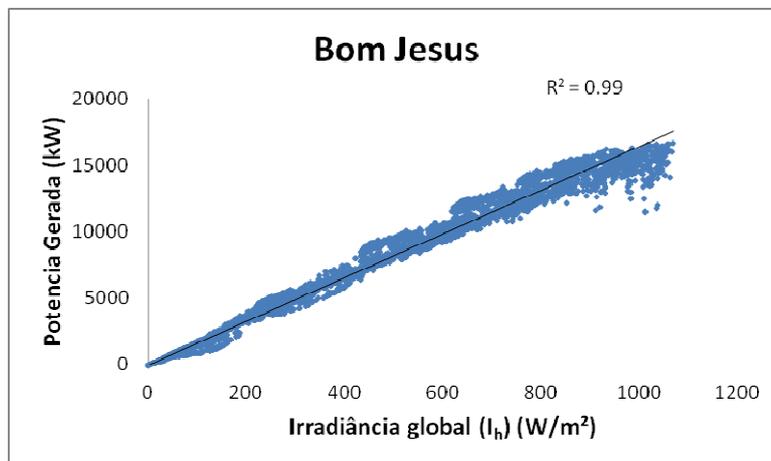
Figura 3 – Potência FV gerada em função da irradiância global - Natal (RN)



Fonte: Simulações realizadas pelo autor

Bom Jesus

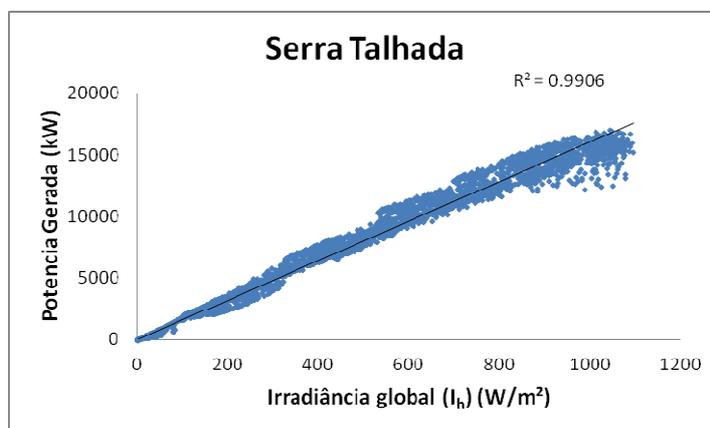
O clima em Bom Jesus é tropical (Classificação *Aw* de acordo com Köppen e Geiger – consultar Anexo B contendo breve descrito desse sistema de classificação climática). A temperatura média é de 26,7°C. A temperatura média mais alta é de 28,3 °C em setembro e a mais baixa de 25,9 °C em junho. A precipitação pluviométrica anual situa-se em torno de 1100 mm, sendo Julho o mês de menor precipitação e março o mês de maior precipitação (Climate-Data.Org, 2018). Ver Figura 4.

Figura 4 – Potência FV gerada em função da irradiância global - Bom Jesus (PI)

Fonte: Simulações realizadas pelo autor

Serra Talhada

O clima em Serra Talhada é tropical com menos chuva no verão que inverno (classificação *Aw* de acordo com Köppen e Geiger – consultar Anexo B contendo breve descrito desse sistema de classificação climática). A temperatura média é de 23,8°C. A temperatura média mais alta é de 25,6 °C em janeiro e a mais baixa de 20,9 °C em julho. A pluviosidade média anual é de 686 mm sendo agosto o mês mais seco e março o mês de maior precipitação (Climate-Data.Org, 2018). Ver Figura 5.

Figura 5 – Potência FV gerada em função da irradiância global – Serra Talhada (PE)

Fonte: Simulações realizadas pelo autor

APÊNDICE B – TABELAS DE CORRELAÇÃO

Tabela 1 – Distância cruzada entre as localidades

	Patos, PB	Floresta, PE	Garanhuns, PE	Serra Talhada, PE	Bom Jesus, PI	Ouricuri, PE	Teresina, PI	Caico, RN	Mossoró, RN	Natal, RN	Itabaianinha - SE	B Jesus da Lapa - BA	Brumado - BA	Irecê - BA	Petrolina - PE	Piatã - BA
Patos, PB	x	224.82	224.82	155.44	813.28	323.98	648.87	66.02	203.98	265.08	476.67	965.99	932.42	693.05	442.56	842.3
Floresta, PE	226.52	x	230.89	74.64	638.95	184.57	609.91	288.66	402.31	484.76	310.03	740.74	709.42	469.49	229.86	616.71
Garanhuns, PE	224.82	230.89	x	222.45	865.29	410.74	815.74	278.55	422.26	375.22	301.3	898.89	817.59	646.53	444	222.45
Serra Talhada, PE	155.44	74.64	222.45	x	678.38	197.16	594.1	215.69	327.94	418.55	370.34	810.75	783.88	537.61	288.82	690.28
Bom Jesus, PI	813.28	638.95	865.29	678.38	x	489.33	475.66	852.26	885.72	1071.08	760.86	476.92	642.55	369.97	425.73	536.32
Ouricuri, PE	323.98	184.57	410.74	197.16	489.33	x	433.22	365.81	424.74	584.15	453.99	700.44	724.78	427.8	174.74	616.27
Teresina, PI	648.87	609.91	815.74	594.1	475.66	433.22	x	650.46	604.19	840.29	883.32	911.71	1022.77	699.88	543.21	906.4
Caico, RN	66.02	288.66	278.55	215.69	852.26	365.81	650.46	x	143.78	218.83	541.65	1025.72	996.85	751.65	497.76	905.37
Mossoró, RN	203.98	402.31	422.26	327.94	885.72	424.74	604.19	143.78	x	241.32	678.81	1117.01	1108.84	841.6	582.55	1011.01
Natal, RN	265.08	484.76	375.22	418.55	1071.08	584.15	840.29	218.83	241.32	x	675.45	1224.73	1174.48	954.24	707.1	1092.06
Itabaianinha - SE	476.67	310.03	301.3	370.34	760.86	453.99	883.32	541.65	678.81	675.45	x	650.71	532.62	444.47	363.33	481.6
B Jesus da Lapa - BA	965.99	740.74	898.89	810.75	476.92	700.44	911.71	1025.72	1117.01	1224.73	650.71	x	216.86	275.47	534.48	176.72
Brumado - BA	932.42	709.42	817.59	783.88	642.55	724.78	1022.77	996.85	1108.84	1174.48	532.62	216.86	x	323.73	550.12	116.42
Irecê - BA	693.05	469.49	646.53	537.61	369.97	427.8	699.88	751.65	841.6	954.24	444.47	275.47	323.73	x	259.15	207.4
Petrolina - PE	442.56	229.86	444	288.82	425.73	174.74	543.21	497.76	582.55	707.1	363.33	534.48	550.12	259.15	x	441.69
Piatã - BA	842.3	616.71	222.45	690.28	536.32	616.27	906.4	905.37	1011.01	1092.06	481.6	176.72	116.42	207.4	441.69	x

Tabela 2 – Correlação cruzada da variabilidade irradiância global entre localidades

	Patos, PB	Floresta, PE	Garanhuns, PE	Serra Talhada, PE	Bom Jesus, PI	Ouricuri, PE	Teresina, PI	Caico, RN	Mossoró, RN	Natal, RN	Itabaianinha - SE	B Jesus da Lapa - BA	Brumado - BA	Irecê - BA	Petrolina - PE	Piatã - BA
Patos, PB	NaN	0.808	0.749	0.836	0.719	0.771	0.715	0.873	0.835	0.804	0.737	0.782	0.735	0.738	0.771	0.683
Floresta, PE	NaN	NaN	0.726	0.836	0.701	0.785	0.704	0.785	0.771	0.752	0.742	0.753	0.738	0.745	0.784	0.694
Garanhuns, PE	NaN	NaN	NaN	0.742	0.610	0.694	0.616	0.736	0.716	0.696	0.687	0.681	0.658	0.676	0.702	0.618
Serra Talhada, PE	NaN	NaN	NaN	NaN	0.711	0.793	0.709	0.796	0.783	0.760	0.744	0.760	0.728	0.740	0.784	0.674
Bom Jesus, PI	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.745	0.795	0.698	0.728	0.681	0.686	0.822	0.775	0.793	0.762	0.722
Ouricuri, PE	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.728	0.756	0.752	0.714	0.734	0.760	0.748	0.759	0.806	0.683
Teresina, PI	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.696	0.717	0.662	0.659	0.775	0.729	0.736	0.724	0.668
Caico, RN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.827	0.798	0.707	0.753	0.705	0.720	0.746	0.656
Mossoró, RN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.818	0.720	0.786	0.736	0.739	0.755	0.668
Natal, RN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.684	0.748	0.718	0.711	0.735	0.660
Itabaianinha - SE	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.731	0.721	0.720	0.754	0.677
B Jesus da Lapa - BA	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.826	0.813	0.788	0.774
Brumado - BA	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.804	0.764	0.806
Irecê - BA	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.796	0.785
Petrolina - PE	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.718
Piatã - BA	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN

Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 3 – Correlação cruzada da variabilidade irradiância global entre localidades

	Patos, PB	Floresta, PE	Garanhuns, PE	Serra Talhada, PE	Bom Jesus, PI	Ouricuri, PE	Teresina, PI	Caico, RN	Mossoró, RN	Natal, RN	Itabaianinha - SE	B Jesus da Lapa - BA	Brumado - BA	Irecê - BA	Petrolina - PE	Piatã - BA			
Patos, PB	NaN	0.998	0.999	0.999	0.957	0.993	0.974	1.000	0.999	0.996	0.996	0.962	0.975	0.980	0.990	0.977			
Floresta, PE	NaN	NaN	0.996	1.000	0.971	0.998	0.984	0.998	0.997	0.989	0.999	0.975	0.985	0.990	0.997	0.987			
Garanhuns, PE	NaN	NaN	NaN	0.997	0.948	0.989	0.965	0.999	0.997	0.997	0.995	0.957	0.972	0.976	0.987	0.974			
Serra Talhada, PE	NaN	NaN	NaN	NaN	0.968	0.997	0.982	0.999	0.998	0.991	0.998	0.972	0.982	0.988	0.995	0.985			
Bom Jesus, PI	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.984	0.996	0.954	0.956	0.927	0.973	0.994	0.987	0.994	0.987	0.991			
Ouricuri, PE	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.993	0.992	0.992	0.979	0.997	0.985	0.990	0.996	0.999	0.993			
Teresina, PI	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.972	0.974	0.951	0.982	0.989	0.986	0.995	0.993	0.990			
Caico, RN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	1.000	0.997	0.995	0.958	0.972	0.978	0.989	0.974			
Mossoró, RN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.996	0.993	0.958	0.970	0.978	0.989	0.973			
Natal, RN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.985	0.934	0.953	0.959	0.955			
Itabaianinha - SE	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.980	0.990	0.992	0.997	0.991			
B Jesus da Lapa - BA	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.997	0.995	0.989	0.997		
Brumado - BA	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.996	0.993	0.999		
Irecê - BA	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.998	0.999		
Petrolina - PE	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.996	
Piatã - BA	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN

Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 4 – Correlação cruzada da variabilidade índice de céu claro entre localidades

	Patos, PB	Floresta, PE	Garanhuns, PE	Serra Talhada, PE	Bom Jesus, PI	Ouricuri, PE	Teresina, PI	Caico, RN	Mossoró, RN	Natal, RN	Itabaianinha - SE	B Jesus da Lapa - BA	Brumado - BA	Irecê - BA	Petrolina - PE	Piatã - BA	
Patos, PB	NaN	0.264	0.202	0.361	0.046	0.221	0.117	0.461	0.244	0.178	0.078	0.055	0.027	0.061	0.106	0.043	
Floresta, PE	NaN	NaN	0.207	0.429	0.033	0.298	0.123	0.222	0.125	0.090	0.163	0.007	0.075	0.138	0.212	0.110	
Garanhuns, PE	NaN	NaN	NaN	0.245	-0.024	0.179	0.044	0.186	0.094	0.086	0.136	-0.009	0.022	0.099	0.151	0.050	
Serra Talhada, PE	NaN	NaN	NaN	NaN	0.067	0.314	0.116	0.251	0.159	0.104	0.158	0.046	0.061	0.142	0.219	0.067	
Bom Jesus, PI	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.176	0.339	0.008	0.039	-0.054	0.097	0.366	0.234	0.323	0.182	0.202	
Ouricuri, PE	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.170	0.189	0.142	0.082	0.203	0.067	0.153	0.210	0.315	0.116	
Teresina, PI	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.105	0.078	-0.028	0.059	0.231	0.184	0.182	0.122	0.104	
Caico, RN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.283	0.228	0.051	0.040	0.017	0.065	0.079	0.029	
Mossoró, RN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.249	0.054	0.089	0.069	0.089	0.056	0.030	
Natal, RN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.015	0.072	0.045	0.057	0.088	
Itabaianinha - SE	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.079	0.124	0.181	0.207	0.148	
B Jesus da Lapa - BA	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.333	0.286	0.101	0.281	
Brumado - BA	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.310	0.111	0.438	
Irecê - BA	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.282	0.362	
Petrolina - PE	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	0.145	
Piatã - BA	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN

Fonte: Elaborada pelo autor

ANEXO A – SYSTEM ADVISORY MODEL (SAM)

Descrição do software SAM (System Advisory Model)

A descrição seguinte é inteiramente fundamentada na referência Gilman (2015), publicada pelo NREL, responsável pelo desenvolvimento do aplicativo SAM, sendo a mais confiável e completa daquelas consultadas para detalhar o funcionamento e aplicabilidade desse modelo.

Visão geral

O SAM, como aplicativo de modelagem fotovoltaica, combina diversos submódulos, apresentados de forma resumida na Tabela 1 a seguir.

Tabela 1 – Principais submódulos integrantes da arquitetura de software SAM

Submódulo	Desenvolvedor
Leitor arquivos solarimetria	NREL
Cálculo posição solar	Michalsky (1988); Iqbal (1983); NREL
Cálculo ângulos solares	Geometria solar padrão
Rastreamento de único eixo	NREL
Modelo irradiância isotrópica incidente	Liu (1983)
Modelo irradiância incidente HDKR	Duffie e Beckman, 2013; Reidl (1988)
Modelo de Perez para irradiância incidente	Perez (1988); Perez (1990)

Modelo sombreamento para arranjos FV fixos	Deline (2013)
Modelo sombreamento para arranjos FV de um eixo de rastreamento	NREL King (2004)
Modelo SANDIA para módulos FV	King (2004)
Modelo CEC para módulos FV	De Soto (2004)
Modelo de cálculo de eficiência de módulo FV	NREL
Modelo de cálculo de <i>mismatch</i> (descasamento) de módulos FV	NREL
Modelo SANDIA para inversores	King (2007)
Modelo de inversores	NREL

Fonte: Adaptado de Gilman (2015)

O SAM possui submódulo para estimativa da geração de energia na saída CA e perdas associadas para uma planta instalada em uma dada localidade, obtida a partir de arquivo de solarimetria com resolução horária e periodicidade anual desse sítio, compreendendo 8760 registros de irradiância solar global e temperatura, provenientes de base de dados solarimétricos terrestres ou de satélite (no caso do trabalho, a NSRDB).

Submódulos específicos de software que modelam as células e módulos fotovoltaicos, inversores e arranjos, levam em conta as características elétricas e dimensionais desses componentes, de forma a alimentar de dados os diversos modelos de irradiância, sombreamento, cálculo de eficiência e de descasamento entre módulos integrantes da

arquitetura SAM, cujas saídas são empregadas como entrada na estimativa da geração solar, eficiência e perdas, a cargo do módulo principal de simulação horária.

O SAM emprega uma topologia que só admite um único tipo de módulo fotovoltaico e inversor, não permitindo a mistura de módulos e inversores de tecnologias diversas para constituir mesmo arranjo fotovoltaico, o que não impede que numa dada planta fotovoltaica sejam concebidas soluções envolvendo várias tecnologias, desde que seja respeitado o critério aqui descrito de conjunto uniforme de módulos FV - inversor para cada arranjo, resultando numa planta solar em topologia multiarranjo.

Os modelos de inversor e módulo fotovoltaico integrantes do SAM convertem a geração solar em tensão CC e a eletricidade CC em eletricidade CA na saída do inversor, respectivamente, além de computar as perdas em cada processo de conversão aqui mencionado.

Os modelos de sombreamento estimam as perdas devido à proximidade de módulos vizinhos, integrantes do arranjo fotovoltaico. O restante das perdas não é calculado pelo SAM, antes são dados de entrada fornecidos pelo usuário. São eles:

- i. Perdas de irradiância direta e difusa, ocasionadas pela proximidade com objetos próximos;
- ii. Perdas associadas à poeira depositada nos módulos integrantes do arranjo fotovoltaicos;
- iii. Perdas CC devido ao descasamento de módulos fotovoltaicos, conexões e cabeamento, rastreamento solar dentre outras;
- iv. Perdas CA, em especial aquelas associadas ao cabeamento e ao transformador de acoplamento da planta fotovoltaica ao sistema de potência.

Algoritmo

A seguir uma breve descrição formal do algoritmo implantado no SAM para simulação da geração, tendo como principal dado de entrada os 8760 registros de irradiância solar horária ao longo de um ano:

- i. Para até quatro sub-arranjos fotovoltaicos:
 - a. Cálculo do ângulo solar a partir de informações de data, hora e posição geográfica extraídas dos arquivos meteorológicos das bases de dados com os quais o SAM possui compatibilidade;
 - b. Cálculo da irradiância direta e difusa incidente no plano do arranjo fotovoltaico (POA – *Plane of Array*), a partir dos dados de irradiância dos arquivos meteorológicos, geometria solar e dados específicos de entrada pelo usuário como parâmetros de rastreamento, dentre outros;
 - c. Aplicação de fatores modificadores da irradiância no POA, associados ao sombreamento dos módulos fotovoltaicos por objetos vizinhos;
 - d. Caso se empregue rastreamento solar de um eixo e se considere o sombreamento por módulos FV vizinhos, aplicar os fatores de compensação calculados pelo SAM na irradiância direta e difusa;
 - e. Aplicação de fatores modificadores da irradiância no POA, associados ao acúmulo de poeira para determinação dos valores de irradiância efetiva no POA;
- ii. Para o caso de arranjo fixo sem rastreamento e com sombreamento por módulos FV vizinhos, realizar o cálculo da diminuição da irradiância difusa levando em conta essas condições;
- iii. Determinação do método de cálculo da tensão em cada string integrante do arranjo fotovoltaico;
- iv. Para o sub-arranjo até o máximo de quatro, aplicar a modelagem do módulo FV empregando os resultados obtidos para a irradiância difusa e direta efetiva no POA para determinação da tensão de saída e potência geradas DC, eficiência e temperatura da célula para cada módulo integrante do sub-arranjo;
- v. Cálculo da tensão em cada string integrante do arranjo fotovoltaico;
- vi. Cálculo do somatório da potência gerada pelos sub-arranjos para determinação da geração total do arranjo fotovoltaico:
 - a. Para o primeiro sub-arranjo, emprego dos fatores modificadores por conta das perdas de sombreamento por módulos vizinhos na potência CC gerada pelo módulo;
 - b. Para cada sub-arranjo, cálculo da potência bruta CC gerada pela simples multiplicação da potência por módulo versus número de módulos integrantes;
 - c. Para cada sub-arranjo, cálculo da potência líquida CC gerada pela multiplicação da perda de potência por módulo versus o número de módulos integrantes;
 - d. Para cada sub-arranjo, cálculo da tensão por *string* pela multiplicação da tensão do módulo versus o número de módulos por *string*;
 - e. Cálculo da potência líquida CC como o somatório da potência gerada em cada sub-arranjo integrante da planta fotovoltaica.

- vii. Cálculo da potência bruta CA gerada na saída do inversor para posterior aplicação do fator de eficiência da conversão CC-CA do equipamento;
- viii. Cálculo da potência líquida CA gerada na saída do inversor pela aplicação do fator de perdas CA devida ao cabeamento, conexões e transformação.

Biblioteca e base de dados

O SAM possui uma biblioteca de componentes integrantes da planta em termos de módulos fotovoltaicos e inversores da maioria dos fabricantes mundiais, periodicamente atualizada.

De forma análoga, o aplicativo é compatível com as seguintes bases de dados, segundo a referência mais atualizada consultada (Gilman, 2015):

- i. California Energy Commission Eligible Photovoltaic Modules (Go Solar California 2014b)
- ii. California Energy Commission Eligible Inverters (Go Solar California 2014c)
- iii. Sandia National Laboratories Module Database (Sandia 2014)
- iv. NREL National Solar Radiation Database 1961-1990 (TMY2) (NSRDB 2014)
- v. NREL National Solar Radiation Database 1991-2010 Update (TMY3) (NSRDB 2014)
- vi. U.S. DOE EnergyPlus Weather Data (EnergyPlus Weather 2014)
- vii. NREL Solar Prospector (Solar Prospector 2015)

ANEXO B – CLASSIFICAÇÃO CLIMÁTICA KÖPPEN-GEIGER

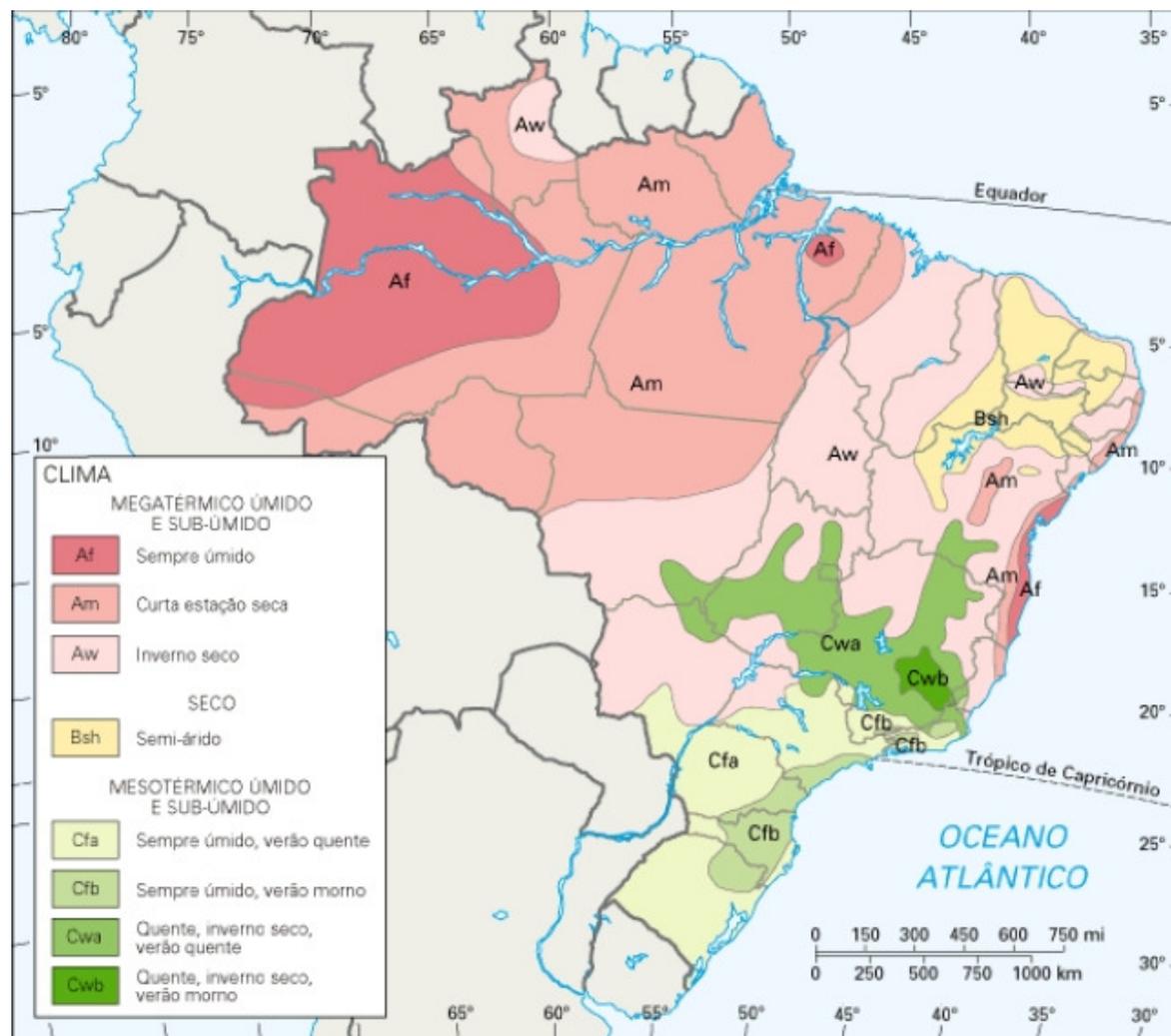
A classificação climática de Köppen-Geiger possui três letras. A primeira designa o tipo de vegetação existente em cada região, a segunda letra está associada com a precipitação pluviométrica e a terceira com a temperatura do ar, conforme detalhado na Tabela 1 abaixo, extraída de site especializado (Fontanailles, 2018). A Figura 1, apresentada logo em seguida e também extraída desse mesmo site, ilustra a distribuição Köppen-Geiger de climas para o Brasil.

Tabela 1 – Classificação climática Köppen-Geiger aplicada ao território brasileiro

Tipo	Descrição	Critério
A	Clima Equatorial	$T_{\min} \geq + 18 \text{ }^\circ\text{C}$
Af	Tropical de floresta úmido	$P_{\min} \geq 60 \text{ mm}$
Am	Tropical de floresta com monções	$P_{\text{anual}} \geq 25 \text{ mm} (100 - P_{\min})$
As	Equatorial de savana com verão seco	$P_{\min} \leq 60 \text{ mm (verão)}$
Aw	Equatorial de savana com inverno seco	$P_{\min} \leq 60 \text{ mm (inverno)}$
B	Clima Árido	$P_{\text{anual}} < 10 P_{\text{th}}$
BS	Estepe	$P_{\text{anual}} \geq 5 P_{\text{th}}$
BW	Deserto	$P_{\text{anual}} \leq 5 P_{\text{th}}$
C	Clima Temperado	$3 \text{ }^\circ\text{C} \leq T_{\min} \leq + 18 \text{ }^\circ\text{C}$
Cs	Temperado com verão seco	
Cw	Temperado com inverno seco	
Cf	Temperado úmido	
D	Clima Frio	$T_{\min} \leq - 3 \text{ }^\circ\text{C}$
Ds	Neve com verão seco	
Dw	Neve com inverno seco	
Df	Neve úmido	
E	Clima Polar	
ET	Tundra	
EF	Gelado	

Fonte: Adaptado de Fontanailles (2018)

Figura 1 – Classificação climática Köppen-Geiger



Fonte: Fontanilles (2018)