

Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Dissertação de Mestrado

Fluxo de Carga Probabilístico com Geração
Fotovoltaica utilizando Estimativa de Densidade
Kernel

Martins Marques Borburema Neto

Campina Grande – Paraíba – Brasil

Agosto de 2017

Martins Marques Borburema Neto

Fluxo de Carga Probabilístico com Geração
Fotovoltaica utilizando Estimativa de Densidade
Kernel

*Dissertação de Mestrado apresentada à
Coordenação do Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Campina
Grande, em cumprimento às exigências
para a obtenção do grau de Mestre em
Ciências no domínio de Engenharia
Elétrica.*

Área de Concentração: Processamento da Energia

Benemar Alencar de Souza, D.Sc.

Orientador

Campina Grande – Paraíba – Brasil

Agosto de 2017

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCG

B726f Borburema Neto, Martins Marques.
Fluxo de carga probabilístico com geração fotovoltaica utilizando Estimativa de Densidade Kernel / Martins Marques Borburema Neto. – Campina Grande, 2017. 66 f. : il. color.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, 2017.
"Orientação: Prof. Dr. Benemar Alencar de Souza".
Referências.

1. Geração Distribuída. 2. Energia Fotovoltaica. 3. Método de Monte Carlo. 4. Estimativa de Densidade Kernel. I. Souza, Benemar Alencar de. II. Título.

CDU 621.311(043)

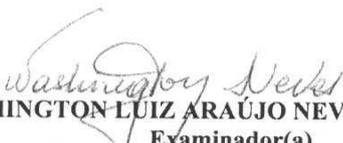
**"FLUXO DE CARGA PROBABILÍSTICO COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA
UTILIZANDO ESTIMATIVA DE DENSIDADE KERNEL"**

MARTINS MARQUES BORBUREMA NETO

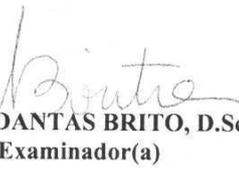
DISSERTAÇÃO APROVADA EM 28/07/2017



BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, D.Sc., UFCG
Orientador(a)



WASHINGTON LUIZ ARAÚJO NEVES, Ph.D., UFCG
Examinador(a)



NUBIA SILVA DANTAS BRITO, D.Sc., UFCG
Examinador(a)

CAMPINA GRANDE - PB

Agradecimentos

Aos meus pais, Edilson e Bernadete, sem seu esforço e comprometimento jamais teria a boa educação necessária para chegar até aqui.

À Anna Carolina, fiel companheira de todas as horas, com quem dividi as alegrias e tristezas dessa etapa de minha vida.

À minha família, que me deu todo o suporte e carinho necessários para me ajudar e ajudar meus pais nessa longa caminhada.

Aos amigos de infância, aos que fiz na universidade e aos que fiz no intercâmbio, que me ajudaram, mesmo sem saber, seja com sua companhia nas noites de estudo, com suas sábias palavras de conforto e um ombro amigo nas horas difíceis.

Agradeço ao meu orientador, Benemar Alencar, pela paciência, pelo voto de confiança e tempo dedicado.

À Coordenação de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (COPELE), pelo suporte técnico e aos funcionários, Pedro e Ângela, pela disponibilidade em atender com profissionalismo. Ao CAPES pelo apoio financeiro.

Resumo

Os métodos de Monte Carlo e da Soma de Potência foram combinados numa rotina computacional de cálculo de fluxo de carga probabilístico em redes de distribuição radiais de geração solar fotovoltaica. As cargas e a potência ativa gerada por usinas fotovoltaicas são variáveis aleatórias de entrada. As cargas são modeladas como tendo distribuição normal e as funções de distribuição de probabilidade e distribuição acumulada da potência injetada são obtidas através de dados reais utilizando a estimativa de densidade kernel. A rotina computacional desenvolvida foi aplicada no cálculo do fluxo de carga no sistema-teste de 33 barras do IEEE com a inserção de um e dois geradores tanto no inverno quanto no verão e uma análise comparativa dos cenários foi feita.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Energia Fotovoltaica, Método de Monte Carlo, Estimativa de Densidade Kernel.

Abstract

The methods of Monte Carlo Method and Power Sum were combined in a computational routine of probabilistic load flow in radial distribution networks with photovoltaic generation. The loads and the active power generated by photovoltaic power plants are input random variables. The loads have normal distribution and the probability density function and cumulative distribution function of the active power generated are obtained through real data using the kernel density estimate. The developed computational routine is applied in the power flow on the 33-bus test system from IEEE with the insertion of one and then two photovoltaic power plants, both in winter and summer. Then a comparative analysis of the scenarios were made.

Keywords: Probabilistic Power Flow, Photovoltaic Energy, Monte Carlo Method, Kernel Density Estimate.

Lista de Figuras

Figura 1.1: Participação estimada de energias renováveis no consumo final mundial de energia 2014 - 2015	12
Figura 1.2: Capacidade mundial e adições anuais de energia solar fotovoltaica	13
Figura 1.3: Novos investimentos mundiais em energia renovável por tecnologia, países desenvolvidos e em desenvolvimento	13
Figura 1.4: Evolução de capacidade instalada acumulada de geradores fotovoltaicos distribuídos	15
Figura 2.1: Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica típica.....	21
Figura 2.2: Sistema fotovoltaico conectado à rede.....	22
Figura 2.3: Função de distribuição de probabilidade com distribuição normal de média 3 e desvio padrão 2.....	24
Figura 2.4: Função de densidade de probabilidade da distribuição normal com média 3 e desvio padrão 2.....	25
Figura 2.5: Modelo de trecho de rede de distribuição	28
Figura 4.1: Metodologia Proposta	39
Figura 4.1: IEEE 33 Barras.....	40
Figura 4.2: Trechos do Sistema	41
Figura 4.3: FDP e FDA no Inverno	42
Figura 4.4: FDP e FDA do Verão.....	42
Figura 4.5: Histograma de cem mil valores de potência ativa gerados no verão	44
Figura 5.1: Perfil de Tensão	48
Figura 5.2: Perdas ativas por trecho sem geração	49
Figura 5.3: FDP e FDA da Tensão na Barra 18	49
Figura 5.4: FDP e FDA da Barra 33	50
Figura 5.5: Perfil de tensão com um gerador no verão.....	51
Figura 5.6: Perdas no Sistema com um gerador	52
Figura 5.7: FDP e FDA da tensão na barra 18 com um gerador	52
Figura 5.8: FDP e FDA da tensão na barra 33 com um gerador	53
Figura 5.9: Perfil de tensão com dois geradores no verão.....	53
Figura 5.10: Perdas no sistema com dois geradores no verão	54
Figura 5.11: FDP e FDA da Tensão na Barra 18 com dois geradores no Verão.....	55

Figura 5.12: FDP e FDA da Tensão na Barra 33 com 2 geradores no verão	55
Figura 5.13: Perfil de tensão com um gerador no inverno	56
Figura 5.14: Perdas no sistema com um gerador no inverno.....	57
Figura 5.15: FDP e FDA da tensão na barra 18 com um gerador no inverno	58
Figura 5.16: FDP e FDA da tensão na barra 33 com um gerador no inverno	58
Figura 5.15: Perfil de Tensão com dois geradores no inverno	59
Figura 5.16: Perdas no sistema com dois geradores no inverno.....	60
Figura 5.17: FDP e FDA da barra18 com dois geradores no inverno	60
Figura 5.18: FDP e FDA da Barra33 com dois geradores no inverno	61
Figura 5.19: Perfis de tensão de todos os cenários	62

Lista de Tabelas

Tabela 3.1: Síntese Bibliográfica	37
Tabela 4.1: Barras por trecho	40
Tabela 5.1: Tensões nas barras sem geração	48
Tabela 5.2: Tensões com um gerador no verão	51
Tabela 5.3: Tensões com dois geradores no verão	54
Tabela 5.4: Tensões nas barras com um gerador no inverno.....	57
Tabela 5.4: Tensões nas barras com dois geradores no inverno.....	59
Tabela 5.5: Soma das médias de perdas por cenário	61
Tabela A.1: Dados de Entrada do Sistema de 33 Barras	68

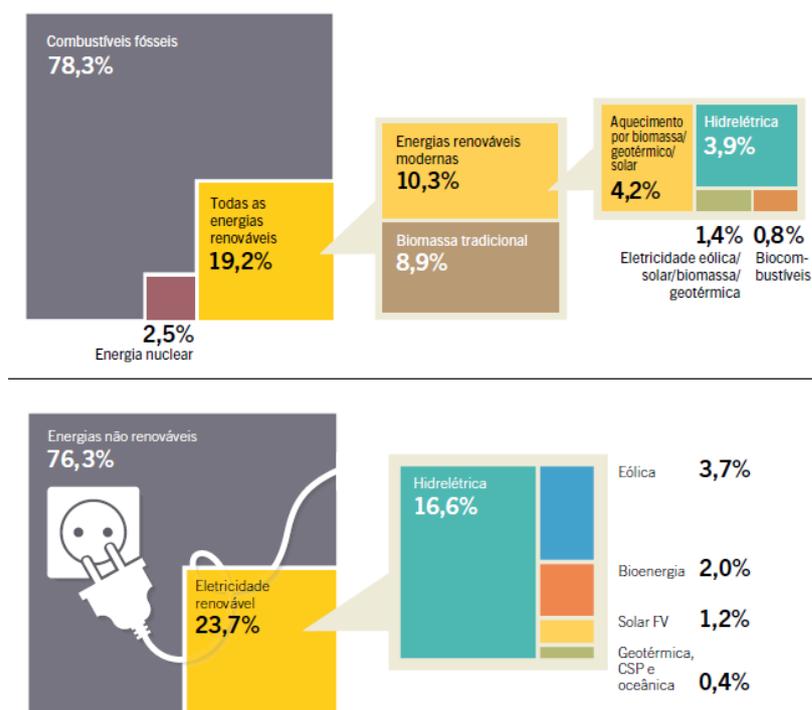
Sumário

Sumário	11
1 Capítulo 1 – Introdução.....	12
1.1 Motivação.....	15
1.2 Objetivos e Contribuição.....	16
1.3 Publicações.....	16
1.4 Organização da Dissertação	17
2 Capítulo 2 – Fundamentação Teórica.....	18
2.1 Geração Distribuída.....	18
2.2 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede	20
2.3 Probabilidade e Estatística	23
2.3.1 Valor Médio e Desvio Padrão	23
2.3.2 Função de Distribuição de Probabilidade.....	23
2.3.3 Função de Densidade de Probabilidade.....	24
2.4 Estimativa de Densidade Kernel	25
2.4.1 Largura de Banda Ótima	26
2.5 Fluxo de Carga	27
2.5.1 Método da Soma de Potência	28
2.5.2 Formulação Matemática do Método.....	28
2.6 Método de Monte Carlo	32
3 Capítulo 3 – Revisão Bibliográfica	34
3.1 Trabalhos Relevantes	34
3.2 Síntese Bibliográfica	37
4 Capítulo 4 – Metodologia.....	38
4.1 Sistema – Teste.....	40
4.2 Obtenção da FDP e FDA da geração fotovoltaica e das cargas	41
4.3 Monte Carlo e Geração de Valores Aleatórios.....	43
4.4 Algoritmo de Solução do Método da Soma de Potências	44
5 Capítulo 5 – Resultados e Análises	47
5.1 IEEE 33 Barras.....	47
5.1.1 Geração no Verão.....	50
5.1.2 Geração no Inverno	56
5.1.3 Comparação entre Verão e Inverno.....	61
6 Capítulo 6 – Conclusões.....	63
Referências Bibliográficas	65
APÊNDICE A	68

Capítulo 1 – Introdução

A inserção de fontes de geração distribuída nas redes de distribuição é um fenômeno que acontece tanto mundialmente, quanto no Brasil. Motivados pela necessidade de produzir mais energia e de forma mais sustentável, os governos dos países em todo o planeta vêm criando regulamentações e estímulos financeiros para que as energias renováveis representem uma porcentagem cada vez maior das matrizes energéticas das nações.

Figura 1.1: Participação estimada de energias renováveis no consumo final mundial de energia 2014 - 2015

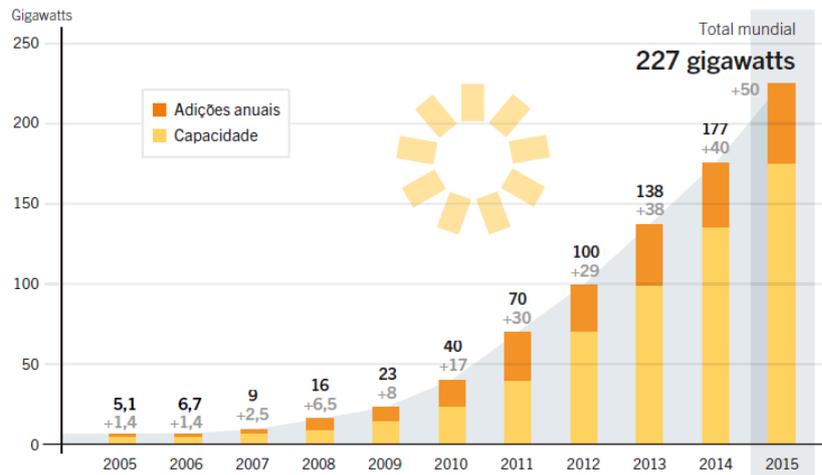


Fonte: REN (2016)

Entre as fontes de energia renováveis, a energia solar fotovoltaica é a que tem apresentado maior crescimento. Em 2015 cresceu 25% em relação a 2014, com um aumento de 50 GW, um recorde que elevou o total global para 227 GW de potência instalada. Os principais investimentos foram feitos em China, Japão e Estados Unidos, mas mercados emergentes como a América Latina, Oriente Médio e Índia também ajudaram no resultado, principalmente devido aos preços baixos em licitações para projetos com energia solar fotovoltaica (REN, 2016).

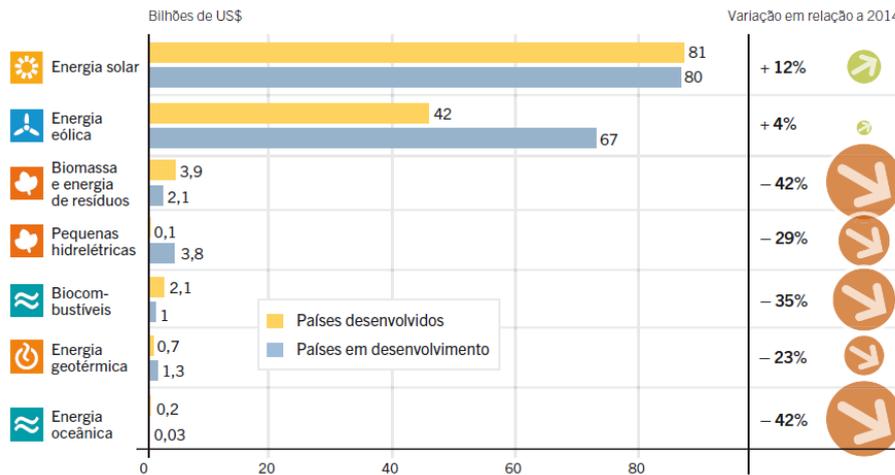
Esse fato se reflete também em relação aos investimentos: em 2015 a energia solar fotovoltaica foi a que mais recebeu investimento no mundo, apresentando um aumento de 12% em relação ao ano anterior.

Figura 1.2: Capacidade mundial e adições anuais de energia solar fotovoltaica



Fonte: REN (2016)

Figura 1.3: Novos investimentos mundiais em energia renovável por tecnologia, países desenvolvidos e em desenvolvimento



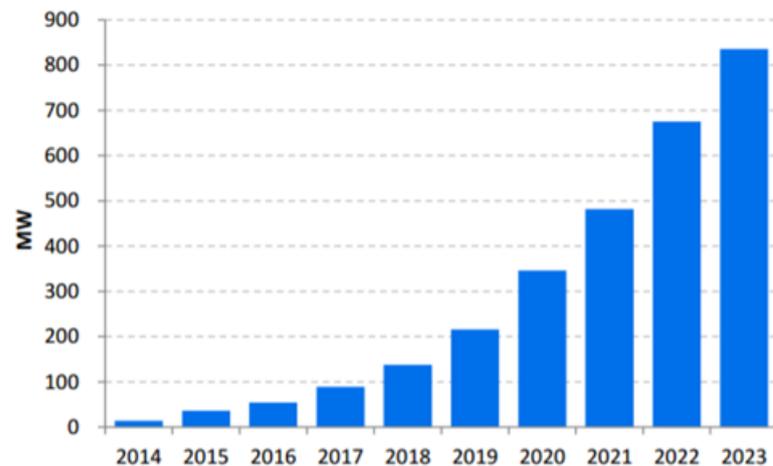
Fonte: REN (2016)

No Brasil a energia solar fotovoltaica também apresenta um futuro promissor, principalmente devido ao apoio governamental. Em 2015, foi lançado o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), que tem como objetivo estimular o investimento dos próprios consumidores em fontes de geração de energia elétrica (especialmente energia fotovoltaica), através das seguintes medidas (MME, 2015):

1. Criação dos créditos de energia entre consumidor-gerador e distribuidora para caso a energia gerada em um mês for maior que a consumida, o consumidor fique com créditos para usar nos meses seguintes;
2. Prazo de 60 meses para usar os créditos obtidos;
3. Autoconsumo remoto, ou seja, o consumidor poderá usar os créditos para abater a fatura de outros imóveis cuja fatura esteja sob sua titularidade, mesmo em outros locais, desde que estejam na área de atendimento da mesma distribuidora;
4. Possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras), para energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores;
5. Consórcios: Através da “geração compartilhada”, vários interessados poderão se unir em um consórcio ou em uma cooperativa, instalar sistemas de geração distribuída e utilizar a energia gerada para redução das faturas dos consorciados ou cooperados, como se fossem um único consumidor;
6. Isenção de ICMS, Pis/Cofins sobre a energia inserida pelo consumidor na rede da distribuidora.
7. Redução do Imposto de Importação de 14% para 2% a alíquota do Imposto de Importação incidente sobre bens de capital destinados à produção de equipamentos de geração solar fotovoltaica;
8. Apoio do BNDES com recursos a taxas diferenciadas projetos de eficiência energética e de geração distribuída por fontes renováveis em escolas e hospitais públicos;

Além do apoio governamental, a queda constante dos valores de energia solar fotovoltaica fazem com cada vez mais se use essa tecnologia para geração de energia. De acordo com EPE (2014), até 2023 o Brasil apresentará uma potência de pico instalada de 835 MW.

Figura 1.4: Evolução de capacidade instalada acumulada de geradores fotovoltaicos distribuídos



Fonte: EPE (2014)

1.1 Motivação

De acordo com PEPERMANS et al (2005), vários problemas podem afetar a qualidade da energia com a inserção de Geração Distribuída, entre eles: mudança de frequência do Sistema, variação do nível de tensão, mudança de direção do fluxo de energia, entre outros, que podem afetar diretamente o uso de equipamentos de proteção e podem aumentar os níveis de perdas, podendo aumentar assim os custos da concessionária.

Além disso, quando há fontes de energias renováveis, a aleatoriedade é um fator de extrema importância, visto que fontes alternativas dependem diretamente de fenômenos naturais que variam de forma arbitrária durante o dia (irradiação solar, ventos, etc.).

Portanto, quando se quer um fluxo de carga que se aproxime mais da realidade e que possa ser usado para estudos de casos reais, faz-se necessário o uso de técnicas que levem em consideração tais variações.

Análise do estado da arte mostrou que este é um tema bastante importante e atual. Vários métodos de fluxo de carga têm sido propostos, com os mais variados métodos de modelagem tanto para cargas quanto para geradores, inclusive considerando-se a fonte como sendo fotovoltaica. Também observou-se que na literatura especializada trabalhos que usam diretamente dados de geração reais para se obter curvas de distribuição para uso no cálculo do fluxo de carga são escassos. Esta constituiu então, a principal motivação para a pesquisa feita nesse trabalho de dissertação, que foi: desenvolver um modelo de fluxo de carga probabilístico considerando dados reais de geração fotovoltaica. Para resolver esse problema, selecionou-se a estimação de densidade kernel para obtenção de curvas de distribuição dos

dados e através do método de Monte Carlo com o Método da Soma de Potência obteve-se um algoritmo de fluxo de carga probabilístico.

1.2 Objetivos e Contribuição

Essa dissertação de mestrado tem como:

- Objetivo geral: propor um algoritmo de fluxo de carga probabilístico utilizando os métodos de Monte Carlo e o Método da Soma de Potência e dados coletados de geração de potência ativa por usinas fotovoltaicas;
- Objetivos Específicos:
 - realizar análise crítica do estado da arte referente aos métodos de cálculo de fluxo de carga probabilístico;
 - estudar os métodos de modelagem probabilística de geração de energia fotovoltaica;
 - gerar valores aleatórios a partir de dados conhecidos usando a estimativa de densidade kernel;
 - estudar e modelar o fluxo de carga probabilístico.

E como principal contribuição da pesquisa realizada, pressupõe-se:

- um algoritmo de fluxo de carga probabilístico capaz de usar dados de geração reais para ser usado em outros tipos de estudo, como por exemplo alocação ótima de geradores fotovoltaicos

1.3 Publicações

Submetidos

BORBUREMA NETO, M. M. A.; SOUZA, B.A. *Fluxo de Carga Probabilístico com Geração Fotovoltaica utilizando Estimativa de Densidade Kernel*. Conferência Brasileira Sobre Qualidade de Energia Elétrica. Curitiba, 2017.

1.4 Organização da Dissertação

A dissertação foi organizada em 06 (seis) capítulos, incluindo este capítulo introdutório, conforme a seguir.

- Capítulo 2: apresentação da fundamentação teórica referente aos assuntos principais requeridos para o desenvolvimento da pesquisa, que foram: geração distribuída, fontes fotovoltaicas, fluxo de carga, monte carlo e estimativa de densidade kernel
- Capítulo 3: apresentação da revisão bibliográfica sobre o assunto, destacando os trabalhos mais relevantes para o desenvolvimento da pesquisa.
- Capítulo 4: apresentação da metodologia utilizada na pesquisa e do algoritmo proposto.
- Capítulo 5: apresentação e discussão dos resultados obtidos.
- Capítulo 6: apresentação das conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2 – Fundamentação Teórica

Neste capítulo são tratados os temas mais importantes para a elaboração desta dissertação. Apresentam-se as definições Geração Distribuída e Sistema Fotovoltaicos, além de se fazer uma revisão de importantes definições de Probabilidade e Estatística, para depois apresentar o algoritmo de Fluxo de Carga usado e a definição do método de Monte Carlo

2.1 Geração Distribuída

Apesar do termo Geração Distribuída estar em voga nos dias mais atuais, sua concepção não é recente.

O primeiro sistema de geração de energia de Nova York, instalado na Rua *Pearl Street* data de 1882 e foi instalado por Thomas A. Edison. Ele construiu uma central que fornecia energia para lâmpadas incandescentes de cerca de 60 clientes em uma área de aproximadamente 1 km², sendo assim um dos primeiros sistemas de geração distribuída do mundo (DIAS, 2005).

Um estudo da literatura mostrou que não há um consenso na definição do que é Geração Distribuída.

ACKERMANN et al, (2001) define de forma geral Geração Distribuída como sendo uma fonte de energia elétrica conectada diretamente na rede de distribuição ou então no lado do consumidor.

No Brasil, o Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004 diz que:

“Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.

Parágrafo único: Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput.”

O PRODIST define Geração Distribuída como sendo centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS.

Além das definições formais de Geração Distribuída, a ANEEL através da Resolução Normativa Nº 482/2012, que tem como objeto regular o acesso aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica, adicionou os termos micro e minigeração distribuída, sendo:

- Microgeração Distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- Minigeração Distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Dentre as vantagens que a geração distribuída pode trazer ao sistema, pode-se destacar (SOUZA, 2009; MATOS *et al.*, 2013; LUIZ, 2012):

- Redução das perdas nas linhas de transmissão, devido à proximidade com o consumidor;
- Tempo de Implantação reduzido em consequência da modularidade e fácil instalação das unidades geradoras;
- Baixo impacto ambiental e redução da emissão de gases do efeito estufa;
- Baixo custo de investimento para construção de unidades de geração;
- Atendimento mais rápido ao crescimento da demanda ou à demanda reprimida;
- Melhoria do Perfil de Tensão;
- Melhoria da qualidade de energia.

A inserção de geradores distribuídos em sistemas de distribuição podem causar problemas e trazer desvantagens, como (INEE, 2001; PAIVA, 2006):

- Maior complexidade no planejamento e na operação do sistema elétrico;
- Flutuação de Potência Ativa (devido à disponibilidade da fonte primária (vento, sol, etc.));
- Maior complexidade nos procedimentos de proteção e controle da rede de distribuição;
- Problemas com os harmônicos, quando há interface baseada em eletrônica de potência.

2.2 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

A conversão de energia solar em energia elétrica foi identificada pela primeira vez por Alexandre Edmond Becquerel, em 1839. Ele induziu uma tensão quando iluminou um eletrodo de metal em uma solução eletrolítica fraca. (TWIDELL, 2005; MASTERS, 2004).

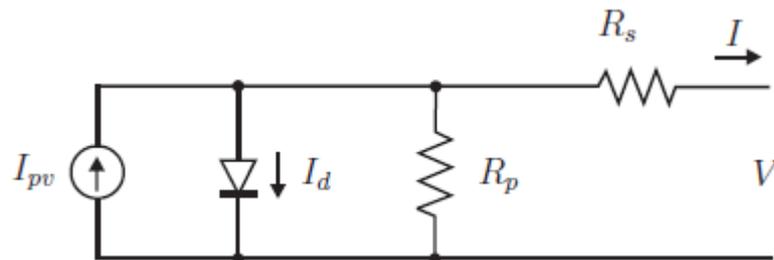
Sistemas fotovoltaicos são conjuntos de módulos fotovoltaicos e outros componentes integrados e projetados para converter energia solar em eletricidade. (CARVALHO, 2012)

Módulos Fotovoltaicos são compostos por Células Fotovoltaicas. Cada célula é interpretada como um diodo com a junção p-n exposta à luz. (VILLALVA, 2010). O agrupamento de células para a formação de módulos pode ser tanto feita em série como em paralelo.

Quando a conexão é em paralelo, a corrente do módulo é igual à soma das correntes em cada célula e a tensão é igual à de uma célula. Esse tipo de agrupamento não é muito utilizado uma vez que a corrente de saída é elevada e a tensão baixa. (CARVALHO, 2012).

A conexão de células em série consiste em agrupar as células de forma a se obter, somando a tensão de cada célula, a tensão de saída do módulo igual à 12 V. O problema da conexão em série é que em caso de alguma célula apresentar um desempenho menor que as outras (falha ou sombreamento, por exemplo), o desempenho de todo módulo é comprometido. O circuito equivalente de uma célula fotovoltaica é representado na Figura 2.1.

Figura 2.1: Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica típica



Fonte: VILLALVA, 2010

Sendo:

I_{pv} : Corrente gerada pela incidência de luz;

I_d : Corrente do diodo;

R_s : Resistência série equivalente;

R_p : Resistência paralela equivalente;

I : Corrente fornecida pela célula;

V : Tensão fornecida pela célula;

As aplicações de sistemas fotovoltaicos dividem-se em quatro subgrupos, entre eles (CARVALHO, 2012):

- Sistemas isolados domésticos;
- Sistemas isolados não domésticos
- Sistemas distribuídos conectados à rede elétrica
- Sistemas centralizados conectados à rede.

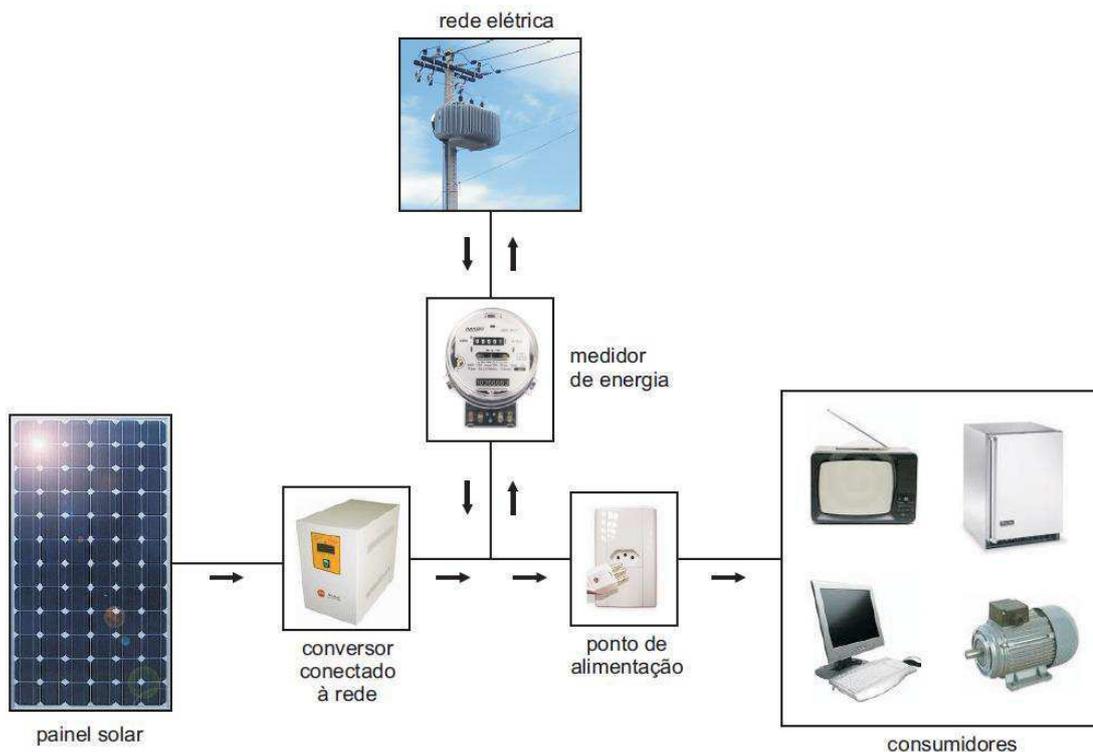
Os componentes que são utilizados em conjunto com os módulos fotovoltaicos são diferentes dependendo da aplicação do sistema de geração solar.

Nos isolados normalmente há um dispositivo de armazenamento de energia (bateria), um controlador de carga e um conversor CC-CA, que torna possível a alimentação de dispositivos de corrente alternada.

Já nos conectados à rede o sistema é formado apenas pelo conversor e o arranjo fotovoltaico. A rede elétrica age como um grande sistema de armazenamento, já que que tudo que é gerado e não é utilizado é enviado para a mesma.

Além desses equipamentos também há a presença de um medidor de energia bidirecional para a concessionária aferir o que está sendo enviado e o que está sendo gasto pelo consumidor.

Figura 2.2: Sistema fotovoltaico conectado à rede



Fonte: VILLALVA, 2010

A grande vantagem do sistema conectado à rede é a o não uso de baterias, pois as mesmas apresentam baixa vida útil em relação a dos módulos e inversores (URBANETZ JUNIOR, 2010).

2.3 Probabilidade e Estatística

No estudo de variáveis aleatórias, algumas funções e ferramentas são usadas para se entender o comportamento da variável. As usadas nessa dissertação são apresentadas a seguir.

2.3.1 Valor Médio e Desvio Padrão

O valor médio e o desvio padrão são importantes ferramentas usadas na construção das distribuições de probabilidade. A média é dada pela soma das amostras dividida pelo número total de amostras:

$$\mu = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i, \quad (2.1)$$

Sendo:

n : Total de Amostras;

x_i : Amostras.

O desvio padrão é uma medida de dispersão em torno da média. Quanto maior o desvio padrão, mais distantes do valor médio estão os pontos. Já quanto menor o desvio padrão, mais próximos os pontos estão do valor médio.

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \mu)^2}{n}}, \quad (2.2)$$

Sendo:

n : Total de Amostras;

x_i : Amostras;

μ : Valor médio.

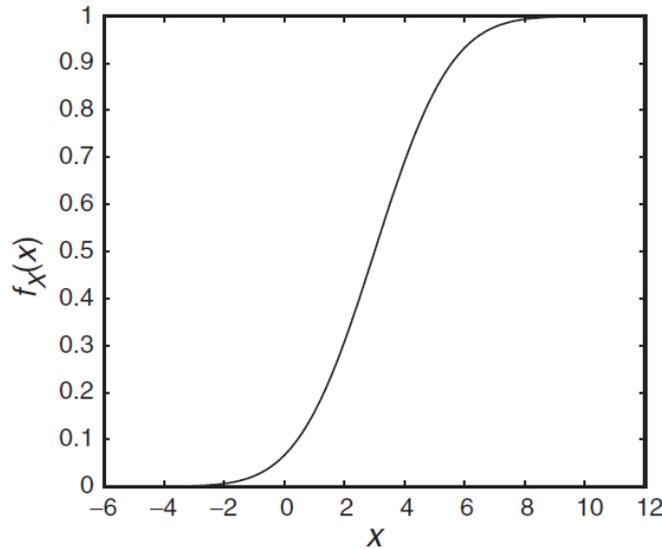
2.3.2 Função de Distribuição de Probabilidade

A Função de Distribuição de Probabilidade de uma variável aleatória X , também conhecida como função de distribuição acumulada (FDA), é a probabilidade de que X seja menor ou igual um valor específico de x e é representada por: (PAPOULIS, 2001; LEON-GARCIA, 2007)

$$F_X(x) = \Pr(X \leq x), \quad (2.3)$$

Na Figura 2.3 apresenta-se um exemplo de uma função de distribuição de probabilidade:

Figura 2.3: Função de distribuição de probabilidade com distribuição normal de média 3 e desvio padrão 2



Fonte: LEON-GARCIA (2007)

2.3.3 Função de Densidade de Probabilidade

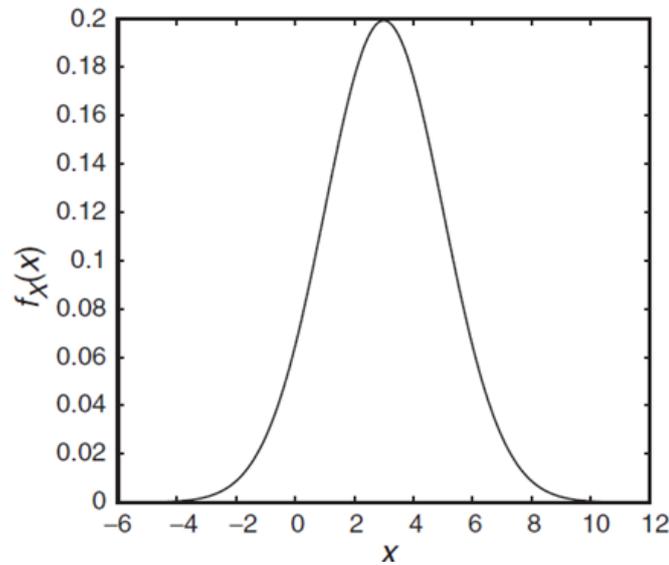
Trabalhar com Funções de Distribuição de Probabilidade é frequentemente muito incômodo. É bem difícil determinar propriedades a partir das mesmas. Para ajudar a contornar esses problemas, uma alternativa mais conveniente são as Funções de Densidade de Probabilidade (FDP) (LEON-GARCIA, 2007).

A Função Densidade de Probabilidade é a probabilidade de uma variável randômica X estar em um intervalo infinitesimal ao redor do ponto $X = x$. Sendo assim, a Função Densidade de Probabilidade é a derivada da Função de Distribuição de probabilidade em x e é representada por (PAPOULIS, 2001; LEON-GARCIA, 2007):

$$f_X(x) = \frac{dF_X(x)}{dx}, \quad (2.4)$$

Na figura 2.4 apresenta-se um exemplo de uma função de densidade de probabilidade:

Figura 2.4: Função de densidade de probabilidade da distribuição normal com média 3 e desvio padrão 2



Fonte: LEON-GARCIA (2007)

2.4 Estimativa de Densidade Kernel

A principal característica da estimativa de densidade kernel não-paramétrica é que a mesma utiliza diretamente os dados, removendo a necessidade do cálculo de parâmetros de distribuições teóricas e assim minimiza o erro entre parâmetros teóricos e o comportamento real dos dados (Li et al, 2011).

Sejam X_1, X_2, \dots, X_n amostras de potência ativa geradas por uma usina fotovoltaica. A verdadeira função de densidade de probabilidade $f(x)$ pode ser estimada através da seguinte função de densidade kernel:

$$f_h(x) = \frac{1}{nh} \sum_{i=1}^n K\left(\frac{x - X_i}{h}\right), \quad (2.5)$$

Sendo:

n : Número de Amostras;

h : Largura de Banda;

$K(*)$: Função kernel;

X_i : Amostras.

Foi provado matematicamente que se o número de amostras for suficientemente grande. A equação 2.5 convergirá para a função densidade de probabilidade real (Li et al, 2011; Ren et al, 2014).

A teoria de estimação kernel demonstra que a escolha da função kernel possui quase nenhum efeito na precisão da estimação (Ren et al, 2014). Para este trabalho foi escolhida a seguinte função gaussiana:

$$K\left(\frac{x - X_i}{h}\right) = \left(\frac{1}{\sqrt{2\pi}}\right) \exp\left(-\frac{(x - X_i)^2}{2h^2}\right) \quad (2.6)$$

A escolha foi feita por duas razões:

1. É uma recomendação popular em livros matemáticos (Li et al, 2011; Ren et al, 2014);
2. A partir da função gaussiana pode-se obter uma expressão analítica para calcular a largura de banda ótima.

2.4.1 Largura de Banda Ótima

Selecionar a melhor largura de banda possível é o segredo para se obter uma estimativa de densidade com sucesso. Quando a largura de banda é muito pequena, a densidade pode apresentar picos devido à pontos que estão fora da curva aproximada devido à aleatoriedade dos dados. Quando a largura de banda é muito grande, a densidade acaba apresentando uma característica muito suavizada, perdendo informações importantes. (Li et al, 2011)

O método escolhido para se obter a largura de banda ótima consiste no princípio que a diferença entre duas estimativas de densidade kernel com o mesmo tipo de Função kernel, mas com diferentes parâmetros alcance um mínimo. (Ren et al, 2014)

Para um conjunto de amostras discretas X_1, X_2, \dots, X_n de uma distribuição de uma população desconhecida, dois estimadores podem ser criados utilizando funções kernel diferentes:

$$f_{h1}(x) = \frac{1}{nh} \sum_{i=1}^n K_1\left(\frac{x - X_i}{h}\right), \quad (2.7)$$

$$f_{h2}(x) = \frac{1}{nh} \sum_{i=1}^n K_2\left(\frac{x - X_i}{h}\right). \quad (2.8)$$

Uma vez que f_{h1} e f_{h2} são estimadores de densidade kernel da mesma população, a diferença entre os dois deve ser mínima. Portanto, a largura de banda ótima pode ser estimada através do seguinte problema de minimização:

$$\min ISE(h) = \int [f_{h1}(h) - f_{h2}(h)]^2 dx. \quad (2.9)$$

As distribuições normais $N(0,1)$ e $N(0,4)$ são usadas como as duas funções kernel:

$$\begin{aligned} K_1\left(\frac{x - X_i}{h}\right) &= \left(\frac{1}{\sqrt{2\pi}}\right) \exp\left(-\frac{(x - X_i)^2}{2h^2}\right) \\ K_2\left(\frac{x - X_i}{h}\right) &= \left(\frac{1}{2\sqrt{2\pi}}\right) \exp\left(-\frac{(x - X_i)^2}{8h^2}\right) \end{aligned} \quad (2.10)$$

Substituindo (2.10) em (2.7) e (2.8) e logo após substituído em (2.9) a seguinte função analítica é obtida para o problema de minimização:

$$\begin{aligned} \min ISE(h) &= \frac{1}{n^2 h \sqrt{\pi}} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \left\{ \frac{1}{2} \exp\left[-\frac{(X_i - X_j)^2}{4h^2}\right] + \frac{1}{4} \exp\left[-\frac{(X_i - X_j)^2}{16h^2}\right] \right. \\ &\quad \left. - \frac{2}{\sqrt{10}} \exp\left[-\frac{(X_i - X_j)^2}{10h^2}\right] \right\} \end{aligned} \quad (2.11)$$

A grande vantagem desse método é que ele depende apenas dos dados e da função kernel que está sendo utilizada, sem precisar de nenhuma informação da verdadeira densidade de toda a população. (Li et al, 2011; Ren et al, 2014).

2.5 Fluxo de Carga

O cálculo do fluxo de carga (também chamado de fluxo de potência) consiste na determinação do estado da rede, da distribuição dos fluxos e de algumas outras grandezas de interesse. Nesse tipo de problema, a modelagem do sistema é estática, ou seja, a rede é representada por um conjunto de equações e inequações algébricas. (MONTICELLI, 1983).

Na literatura podem-se encontrar diversos métodos de fluxo de potência, sendo mais difundidos os métodos de *Newton Raphson* e suas variações. Porém, devido às características dos sistemas de distribuição de energia elétrica (topologia radial e razão R/X alta), esses métodos podem apresentar problemas de convergência.

Para sobrepujar essas limitações, existem estudos sobre os mais diversos tipos de métodos de cálculo de fluxo de potência. Entre esses destaca-se o método de soma de potência (CESPEDES, 1990), por ser relativamente simples e eficiente. Nesse trabalho será adotado o mesmo para a solução do fluxo de potência da rede.

2.5.1 Método da Soma de Potência

O Método da Soma de Potências (MSP) é um método de cálculo de fluxo de carga iterativo que calcula as variáveis perdas de potências ativa e reativa, e do tipo *forward-backward*, ou seja, o algoritmo realiza cálculos em duas direções a cada iteração.

Com os dados iniciais, incluindo a tensão da barra da subestação e as perdas sendo consideradas nulas na primeira iteração, se calcula a tensão em todas as barras ligadas diretamente à subestação, depois nas barras ligadas a essas e assim por diante, respeitando os níveis de cada uma.

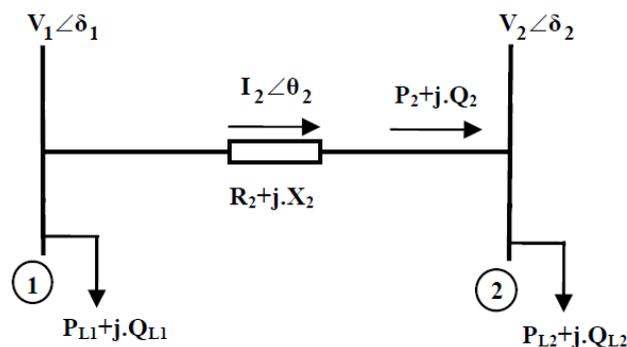
Ao fim desse primeiro estágio, que é chamado de *forward*, têm-se os valores aproximados de todas as tensões de barra. Com esses valores inicia-se o estágio *backward* do MSP, onde se calculam as perdas em todos os trechos e então corrige-se o fluxo de potência com os novos valores. O processo completo (*forward-backward*) continua enquanto a variação nas perdas totais for maior que uma tolerância previamente escolhida ou se eventualmente o limite de iterações for excedido.

A eficiência do MSP se deve a ele explorar as características do alimentador: configuração radial, condutância e susceptância em derivação desprezíveis e todas as barras serem de carga, exceto a da subestação, que é a barra de balanço. Até o passado recente era exatamente isso que acontecia, mas ultimamente, com a geração distribuída, há possibilidade de algumas barras serem de geração. (SOUZA, 2005)

2.5.2 Formulação Matemática do Método

Tomando como exemplo um sistema radial com um trecho da seguinte maneira:

Figura 2.5: Modelo de trecho de rede de distribuição



Fonte: ALBUQUERQUE (2005)

A Partir da Figura 2.5, duas equações podem ser estabelecidas:

$$I_2 = \frac{V_1 \angle \delta_1 - V_2 \angle \delta_2}{R_2 + jX_2}. \quad (2.12)$$

$$S_2 = V_2 I_2^* \rightarrow S_2^* = V_2^* I_2 \rightarrow P_2 - jQ_2 = V_2^* \cdot I_2,$$

$$I_2 = \frac{(P_2 - j \cdot Q_2)}{V_2^*}. \quad (2.13)$$

Igualando as equações (2.12) e (2.13) tem-se:

$$\frac{(P_2 - jQ_2)}{V_2^*} = \frac{V_1 \angle \delta_1 - V_2 \angle \delta_2}{R_2 + jX_2}$$

$$(V_2 \angle -\delta_2) \cdot (V_1 \angle \delta_1 - V_2 \angle \delta_2) = (P_2 - j \cdot Q_2) \cdot (R_2 + j \cdot X_2),$$

$$V_1 V_2 \cdot \angle(\delta_1 - \delta_2) - V_2^2 = P_2 R_2 + jP_2 X_2 - jQ_2 R_2 + Q_2 X_2,$$

$$V_1 V_2 [\cos(\delta_1 - \delta_2) + j \operatorname{sen}(\delta_1 - \delta_2)] = [(V_2^2 + P_2 R_2 + Q_2 X_2) + j(P_2 X_2 - Q_2 R_2)],$$

Separando as partes real e imaginária, tem-se:

$$V_1 V_2 \cos(\delta_1 - \delta_2) = V_2^2 + P_2 R_2 + Q_2 X_2. \quad (2.14)$$

$$V_1 V_2 \operatorname{sen}(\delta_1 - \delta_2) = P_2 X_2 - Q_2 R_2. \quad (2.15)$$

Elevando-se ao quadrado e somando-se as equações (2.14) e (2.15), tem-se:

$$V_1^2 V_2^2 [\cos^2(\delta_1 - \delta_2) + \operatorname{sen}^2(\delta_1 - \delta_2)] = (V_2^2 + P_2 R_2 + Q_2 X_2)^2 + (P_2 X_2 - Q_2 R_2)^2,$$

$$V_1^2 V_2^2 = V_2^4 + 2V_2^2(R_2 P_2 + X_2 Q_2) + (R_2 P_2 + X_2 Q_2)^2 + (X_2 P_2 - R_2 Q_2)^2,$$

$$V_2^4 - 2 \left[\frac{1}{2} V_1^2 - (R_2 P_2 + X_2 Q_2) \right] V_2^2 + [(P_2^2 R_2^2 + 2R_2 P_2 X_2 Q_2 + Q_2^2 X_2^2) + (P_2^2 X_2^2 - 2R_2 P_2 X_2 Q_2 + Q_2^2 R_2^2)] = 0,$$

$$V_2^4 - 2 \left[\frac{1}{2} V_1^2 - (R_2 P_2 + X_2 Q_2) \right] V_2^2 + (R_2^2 + X_2^2) \cdot (P_2^2 + Q_2^2) = 0. \quad (2.16)$$

A equação (2.16) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$V_2^4 - 2 \cdot A \cdot V_2^2 + B = 0 \quad (2.17)$$

Onde:

$$A = \frac{1}{2} V_1^2 - (R_2 P_2 + X_2 Q_2) \quad (2.18)$$

$$B = (R_2^2 + X_2^2)(P_2^2 + Q_2^2) \quad (2.19)$$

A equação (2.17) não depende da fase das tensões, o que facilita bastante a resolução do problema. No geral, em sistemas de distribuição, as fases das tensões não são fatores de extrema importância, uma vez que a diferença de fase entre o nó da subestação e o último nó do alimentador normalmente é de alguns graus.

A equação biquadrada possui quatro raízes. Entretanto, das duas soluções para V_2^2 , apenas a solução que considera o sinal positivo da raiz quadrada fornece um valor de tensão possível de se calcular. O mesmo raciocínio se aplica para as raízes de V_2 e mais uma vez considera-se que apenas a solução com raiz de sinal positivo fornece uma tensão possível. (ALBUQUERQUE, 2005)

A partir destas conclusões obtém-se a resolução da equação da seguinte maneira:

$$V_2^4 - 2AV_2^2 + B = 0,$$

$$\gamma = V_2^2 \rightarrow \gamma^2 - 2\gamma A + B = 0,$$

$$\gamma = \frac{2 \cdot A \mp \sqrt{4 \cdot A^2 - 4 \cdot B}}{2} = \frac{2 \cdot A \mp 2 \cdot \sqrt{A^2 - B}}{2} = A \mp \sqrt{A^2 - B},$$

$$\gamma = \sqrt{A^2 - B} + A,$$

$$V_2 = \mp \sqrt{\gamma} \rightarrow V_2 = \sqrt{\sqrt{A^2 - B} + A}. \quad (2.20)$$

Após a determinação da solução possível da equação biquadrada que fornece o valor do módulo das tensões nos diversos nós do alimentador, chega-se à conclusão que a tensão em um determinado trecho é função dos parâmetros da linha daquele trecho, do fluxo de

potência no mesmo, como também da tensão no trecho do qual se origina o trecho em questão.

Apesar de toda a demonstração ter sido feita usando um alimentador em específico, nada impede que a formulação matemática acima seja usada em todos os trechos. Dessa forma transforma-se as expressões para um determinado trecho genérico i do alimentador:

$$V_i = \sqrt{\sqrt{A^2 - B} + A}, \quad (2.21)$$

$$A = \frac{1}{2}V_{i-l}^2 - (R_i P_i + X_i Q_i), \quad (2.22)$$

$$B = (R_i^2 + X_i^2)(P_i^2 + Q_i^2). \quad (2.23)$$

Como agora é possível calcular todas as tensões nos nós dos alimentadores disponíveis, o próximo passo é obter as perdas ativa e reativa em cada trecho utilizando as seguintes equações:

$$\Delta P_i = R_i I_i^2 \rightarrow \Delta P_i = R_i \left(\frac{S_i}{V_i} \right)^2,$$

$$\Delta P_i = R_i \left(\frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \right)^2. \quad (2.24)$$

$$\Delta Q_i = X_i I_i^2 \rightarrow \Delta Q_i = X_i \left(\frac{S_i}{V_i} \right)^2,$$

$$\Delta Q_i = X_i \left(\frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \right)^2. \quad (2.25)$$

Segundo as equações, as perdas em cada trecho dependem, além do módulo da tensão no trecho em estudo, do fluxo de potência no mesmo. Ainda usando a mesma figura como exemplo, mas a tratando como um trecho genérico i , determina-se os fluxos de potência ativa e reativa utilizando-se as expressões (SOUZA, 2004):

$$P_i = P_{Li} + \sum_{k \in \Omega_i} (P_k + \Delta P_k), \quad (2.26)$$

$$Q_i = Q_{Li} + \sum_{k \in \Omega_i} (Q_k + \Delta Q_k). \quad (2.27)$$

Sendo:

P_i e Q_i são o fluxo de potência ativa e reativa no trecho i ;

P_{Li} e Q_{Li} são as cargas ativa e reativa instaladas no trecho i ;

ΔP_k e ΔQ_k são as perdas ativa e reativa no trecho k .

Nestas equações, Ω_i é o conjunto de todos os trechos que derivam do trecho i . Logo chega-se à conclusão de que o fluxo de potência em um determinado trecho i é dado pela carga instalada no mesmo, somada do fluxo de potência e das perdas das barras que derivam do mesmo.

Por último, é possível desenvolver uma expressão para o cálculo das fases das tensões nas barras do alimentador, embora esta não seja uma informação comumente desejada. Assim, temos o seguinte desenvolvimento matemático:

$$\begin{aligned} V_1 V_2 \sin(\delta_1 - \delta_2) &= P_2 X_2 - Q_2 R_2, \\ \sin(\delta_1 - \delta_2) &= \frac{P_2 X_2 - Q_2 R_2}{V_1 V_2} \\ \delta_2 &= \delta_1 - \frac{P_2 X_2 - Q_2 R_2}{V_1 V_2}, \end{aligned}$$

Ou, de forma genérica:

$$\delta_i = \delta_{i-1} - \frac{P_i X_i - Q_i R_i}{V_{i-1} V_i}. \quad (2.28)$$

Através da análise da equação (2.28) é possível verificar que a fase da tensão em uma barra depende tanto do módulo da tensão nesta barra quanto do módulo e da fase da tensão na barra de origem. Portanto, o cálculo das fases das tensões de barra pode ser feito à medida que os módulos das tensões são calculados, na direção da subestação para as barras terminais.

Como já se sabe a tensão na subestação e sua fase é considerada nula, assim pode-se usar este local como ponto de partida para o cálculo das demais fases das tensões de barra.

2.6 Método de Monte Carlo

O método de Monte Carlo pode ser descrito como sendo um processo de geração de números aleatórios através de qualquer distribuição de probabilidade para avaliar um modelo

matemático que permite estimar o comportamento de um sistema ou um processo que envolve variáveis estocásticas (GALLEGO, 2009).

Os números aleatórios de qualquer distribuição de probabilidade são gerados empregando números aleatórios uniformes, designados com a letra U . Uma vez determinado um número aleatório uniforme U , se pode gerar uma observação da variável aleatória de interesse da seguinte forma (GALLEGO, 2009):

1. Qualquer função de distribuição de probabilidade avaliada em qualquer valor x é igual a um número entre 0 e 1, isto pode ser representado da seguinte forma:

$$F_x(x) = U \quad (2.19)$$

2. Assim se pode obter artificialmente uma observação da variável x encontrando a função inversa da distribuição de probabilidade:

$$x = F_x^{-1}(U) \quad (2.30)$$

Dessa forma pode-se obter o comportamento de outras variáveis aleatórias desconhecidas a partir de distribuições de probabilidades de variáveis conhecidas.

Capítulo 3 – Revisão Bibliográfica

Com o objetivo de calcular fluxo de carga probabilístico com geração distribuída, diversos autores utilizam diferentes ferramentas para modelar as incertezas tanto da geração de potência, quanto das cargas consumidoras.

Alguns dos trabalhos desenvolvidos até o presente momento são citados a seguir.

3.1 Trabalhos Relevantes

Jorgensen et al (1998) utiliza o método de monte carlo para detectar momentos do dia em que ocorram sobretensões em um sistema de distribuição com 8 turbinas eólicas. O algoritmo do autor simula um ano inteiro em intervalos de hora.

Com os dados de produção de energia eólica (média e desvio padrão) obtidos através do software *PROLOAD*[®] o algoritmo realiza um cálculo de fluxo de carga determinístico para detectar se há ou não o risco de sobretensão ou subtensão. Caso haja, uma simulação com o método de monte carlo é feita para aquele horário, utilizando o método de Box-Muller para geração de valores aleatórios. Tanto a carga quanto as fontes são consideradas tendo distribuição normal.

Para cada iteração de monte carlo um teste de desconexão é feito. No caso de a tensão em uma das turbinas exceder o limite imposto, a turbina é desconectada e a simulação é

refeita com todas as outras turbinas conectadas. O objetivo do teste é saber qual a melhor maneira de mitigar o efeito das sobretensões: desconectar a turbina quando necessário ou reforçar o sistema de distribuição.

Conti et al (2007) diz que a potência gerada pelos painéis é diretamente proporcional ao coeficiente de clareza do dia (K_t). O autor usa a função densidade de probabilidade do coeficiente de clareza para a partir dele obter a função densidade de probabilidade da potência gerada pelos painéis fotovoltaicos. Já a carga conectada nos barramentos é considerada uma variável aleatória com distribuição normal

Para a implementação computacional o autor usou um método determinístico de cálculo de fluxo de carga aliado ao método de monte carlo para obter o fluxo de carga a cada hora e checar se havia sobretensão ou subtensão de acordo com os padrões da norma EN 50160.

Ruiz-Rodriguez et al. (2010) trata a potência gerada como função da irradiação solar e, portanto, randômica. A partir dos coeficientes de clareza do dia (K_t) e o índice horário de difusão (k_d). Com eles calcula-se a função densidade de probabilidade da irradiação horizontal e depois da irradiação em uma superfície inclinada.

O autor leva em consideração que a potência gerada nos sistemas fotovoltaicos depende principalmente da irradiação solar e da temperatura ambiente através de uma relação não-linear.

Em relação a carga, nesse estudo usou-se dados estatísticos de muitos meses para se obter perfis típicos diários de consumo. A partir dos perfis aplicou-se análise estatística para se obter funções de densidade de probabilidade capazes de oferecer a probabilidade do valor da carga em determinado horário.

Para calcular os valores de saída usou-se o método de monte carlo com um cálculo de fluxo de carga de varredura *backward-forward*, o Método da Soma de Potências e um método analítico que mescla o método dos cumulativos com a expansão de Gram-Charlier. Os resultados foram virtualmente iguais, porém no método analítico o esforço computacional é bem menor.

Anandraj et al (2013) trata a potência gerada pelos sistemas fotovoltaicos e a potência absorvida nos barramentos como os elementos estocásticos no cálculo do fluxo de carga.

De acordo com o autor, a potência gerada é uma função direta da irradiação solar e como a variação da mesma supostamente segue uma distribuição beta, o mesmo ocorrerá com

a geração de potência. Já em relação a potência absorvida pelo barramento, tanto a ativa como a reativa são incertas e seguem uma distribuição normal.

Usa-se o método de estimativa de ponto para a partir das funções de densidade de probabilidade se obter os momentos centrais das variáveis de entrada. Esse método foi escolhido pois usa apenas alguns pontos da função distribuição de variáveis aleatórias.

Com isso calcula-se o fluxo de carga determinístico usando o Método da Soma de Potência.

Com as variáveis de saída, calcula-se os momentos estatísticos das mesmas e usa-se a série de Gram-Charlier para plotar a função de classificação cumulativa.

Villanueva et al (2011) realiza uma junção de métodos analíticos e numéricos para realizar o fluxo de carga probabilístico. Ele divide os geradores em geradores eólicos e não eólicos, onde o eólico possui uma FDP que é uma aproximação quadrática da curva de potência dos geradores. A geração eólica depende da velocidade dos ventos e a mesma é modelada através da distribuição Weibull. As cargas são simuladas como tendo distribuição normal.

Primeiramente se obtém todas as FDP necessárias para os cálculos do fluxo de carga, incluindo a energia gerada pelas fazendas eólicas, o consumo e a geração não eólica, que é modelada como sendo uma distribuição discreta. O segundo é nas barras onde há geração e consumo de potência se usar o método de fluxo de carga DC para descobrir a relação entre o que está sendo gerado e o que está consumido. Por último, utiliza-se o método da convolução para se descobrir diretamente as FDP de todas as saídas do fluxo de carga.

Warren et al (2016) modela a carga e as fontes através de dados reais da Tasmânia. Dados históricos de 543 residências foram utilizados para realizar a estimação das funções de distribuição. A distribuição escolhida para as cargas foi a bimodal normal. Já as fontes foram modeladas através de dados de 78 usinas fotovoltaicas espalhadas pelos país. Foram obtidas distribuições diferentes tanto para o inverno (Lognormal) quanto para o verão (Bimodal Gaussiana).

O fluxo de potência foi obtido através do método de monte carlo em conjunto com *Newton Raphson*.

3.2 Síntese Bibliográfica

Uma síntese dos trabalhos analisados nesta seção são apresentados na Tabela 3.1. Para realizar um comparativo destacaram-se os seguintes pontos:

- Função de distribuição da carga;
- Função de distribuição da fonte;
- Método de resolução do fluxo de carga probabilístico.

Os trabalhos analisados tratam do cálculo de fluxo de carga probabilístico com geração distribuída, com um foco em fontes alternativas de energia (eólica e fotovoltaica), diferenciando as diversas modelagens de variáveis aleatórias existentes para cada uma dessas fontes de energia e métodos de resolução de fluxo de carga probabilístico, que vão desde métodos iterativos como monte carlo, até métodos analíticos, como o de convolução.

Tabela 3.1: Síntese Bibliográfica

Trabalho	Carga	Fonte	Método de Resolução
Jorgensen et al, 1998	Distribuição Normal	Distribuição Normal	• Monte Carlo com método de cálculo de fluxo de carga determinístico
Conti et al, 2007	Distribuição Normal	Distribuição de Probabilidade a partir do coeficiente de clareza do dia	• Monte Carlo com método de cálculo de fluxo de carga determinístico
Ruiz-Rodriguez et al, 2010	Perfis típicos diários de consumo através de dados estatísticos	Distribuição de Probabilidade a partir do coeficiente de clareza do dia e o índice horário de difusão.	• Monte Carlo com MSP • Método analítico que mescla o métodos dos cumulativos com a expansão de Gram-Charlier
Anandraj et al, 2013	Distribuição Normal	Distribuição Beta	• Método de Estimativa de Ponto com MSP
Villanueva et al, 2011	Distribuição Normal	Distribuição Weibull	• Convolução em conjunto com MSI
Warren et al, 2016	Distribuição Bimodal Normal	• Distribuição Bimodal Normal • Distribuição Lognormal	• Monte Carlo com Newton Raphson
Método Proposto	Distribuição Normal	Estimativa de Densidade Kernel	• Monte Carlo com MSP

Capítulo 4 – Metodologia

O problema analisado nesta dissertação consiste em resolver um fluxo de carga com a inserção de fontes fotovoltaicas levando em consideração a natureza estocástica tanto da carga quanto das fontes de geração distribuída.

Para resolver o problema selecionou-se o Método da Soma de Potências em conjunto com a técnica de Monte Carlo.

Foi escolhido o sistema de 33 barras do IEEE para avaliação do algoritmo, em cinco cenários diferentes, levando em consideração tanto a quantidade de geradores fotovoltaicos localizados em barras diferentes, quanto à época do ano, que afeta a geração de potência ativa, uma vez que no verão há mais incidência de irradiação solar que no inverno.

A modelagem computacional foi realizada nos seguintes *softwares*:

- *Excel*[®]: para armazenamento da base de dados de potência ativa, como também para entrada de dados no fluxo de carga probabilístico;
- *Matlab*[®]: para implementação computacional do método de monte carlo com o MSP.

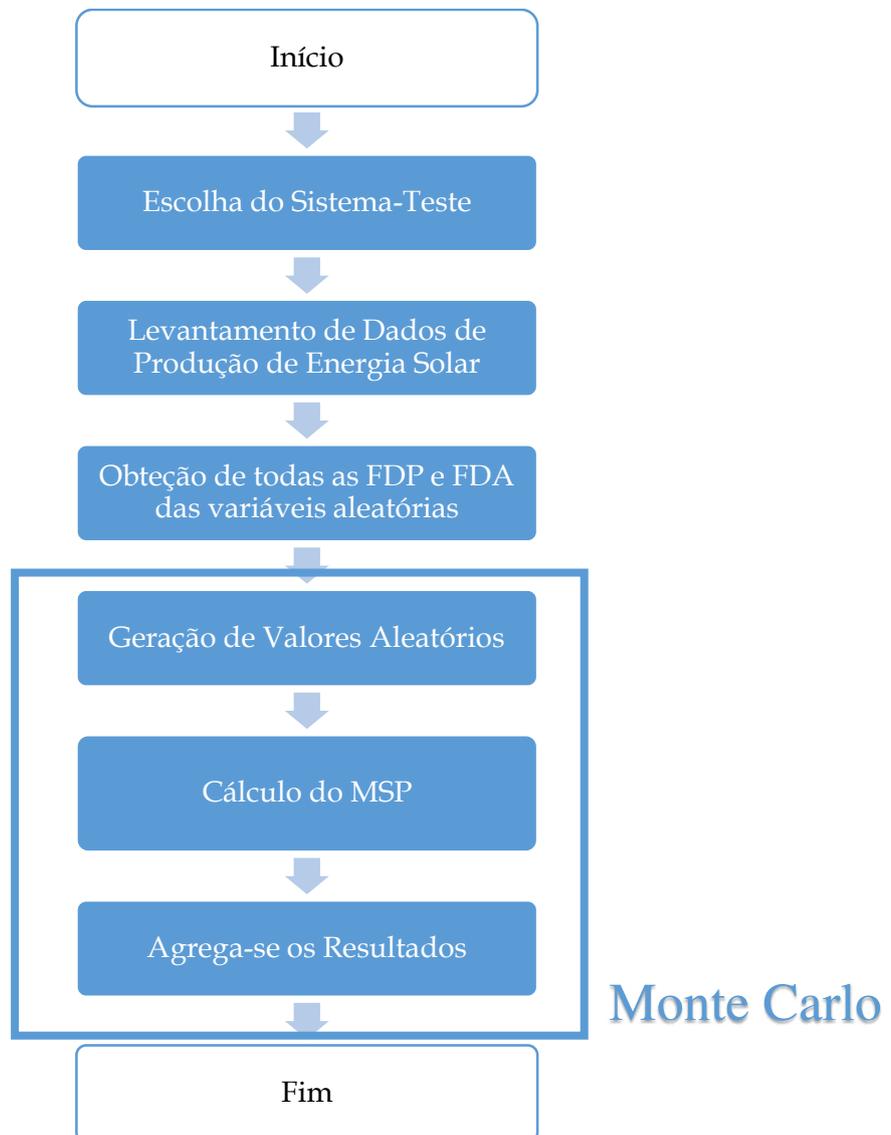
O estudo fez as seguintes análises: i) da queda de Tensão em toda a rede, tanto quando não há geradores, como quando há geradores, levando em consideração a incidência de radiação solar tanto no inverno quanto no verão; ii) dos efeitos na tensão das barras aonde foram instalados os geradores.

Para cada iteração do algoritmo são gerados valores aleatórios das cargas em cada uma das barras e valores aleatórios da potência gerada pelas centrais fotovoltaicas. Os dados são inseridos como entrada no método da soma de potência com outras informações e o fluxo de carga é calculado.

A cada iteração de um total de 10000, os resultados são armazenados. Ao fim do algoritmo calcula-se a média e desvio padrão das tensões em cada barra, perdas por trecho e obtém-se as FDP e FDA das tensões onde foram instaladas as usinas fotovoltaicas.

A metodologia desenvolvida para resolver o problema é apresentada no fluxograma da Figura 4.1 e é detalhada a seguir:

Figura 4.1: Metodologia Proposta



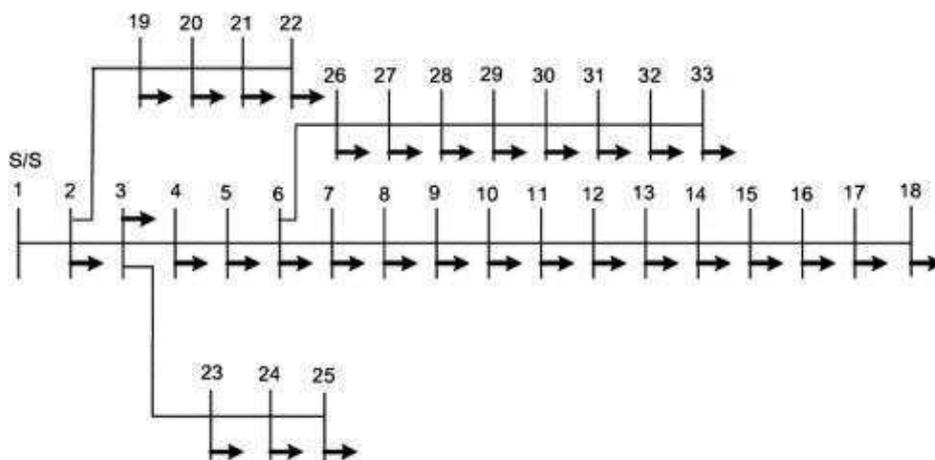
Fonte: Autoria Própria

4.1 Sistema – Teste

O sistema teste foi extraído de (Ruiz-Rodriguez et al., 2010), que consiste em um alimentador de distribuição radial composto por 33 barras com tensão nominal de 12,66 kV, potência média ativa total de 3,715 MW e reativa de 2,3 MVar. Outras informações sobre o sistema-teste estão disponíveis no Apêndice I desta dissertação, como:

- Resistência da linha;
- Reatância da linha
- Potências ativas médias das cargas;
- Potências reativas médias das cargas
- Desvio padrão das potências ativas das cargas;
- Desvio padrão das potências reativas das cargas;

Figura 4.1: IEEE 33 Barras



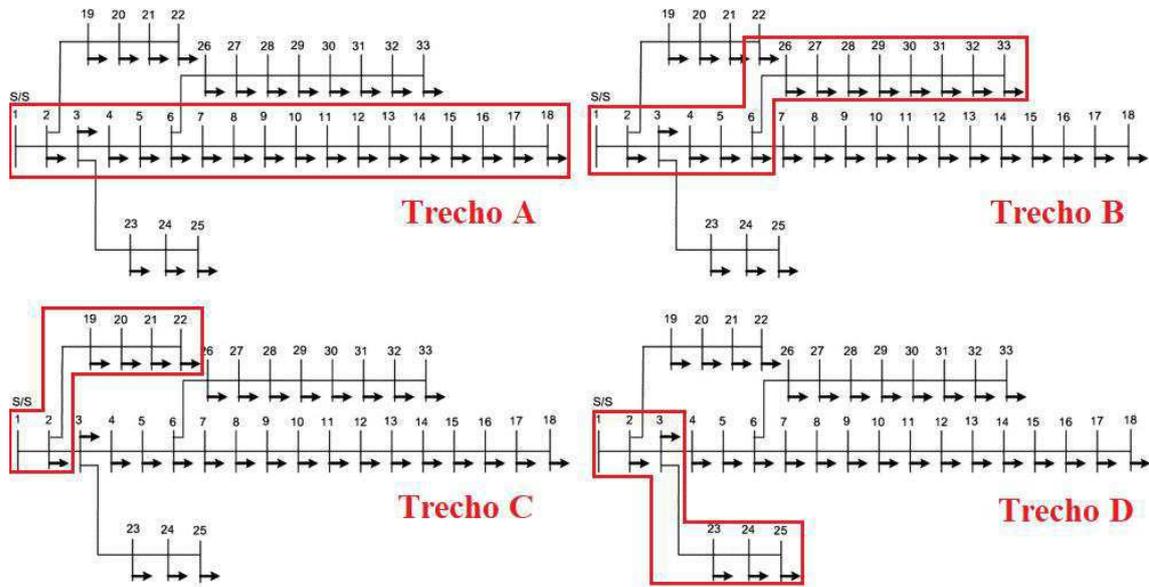
Fonte: Autoria Própria

Para facilitar a visualização do perfil de tensão, o sistema-teste foi dividido em quatro trechos, representados pela Tabela 4.1 e Figura 4.2. Na discussão de resultados o foco será nos Trechos A e B, pois os geradores foram instalados em barras dos mesmos.

Tabela 4.1: Barras por trecho

Trecho	Barras
A	1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18
B	1,2,3,4,5,6,26,27,28,29,30,31,32,33
C	1,2,19,20,21,22
D	1,2,3,23,24,25

Figura 4.2: Trechos do Sistema



Fonte: Autoria Própria

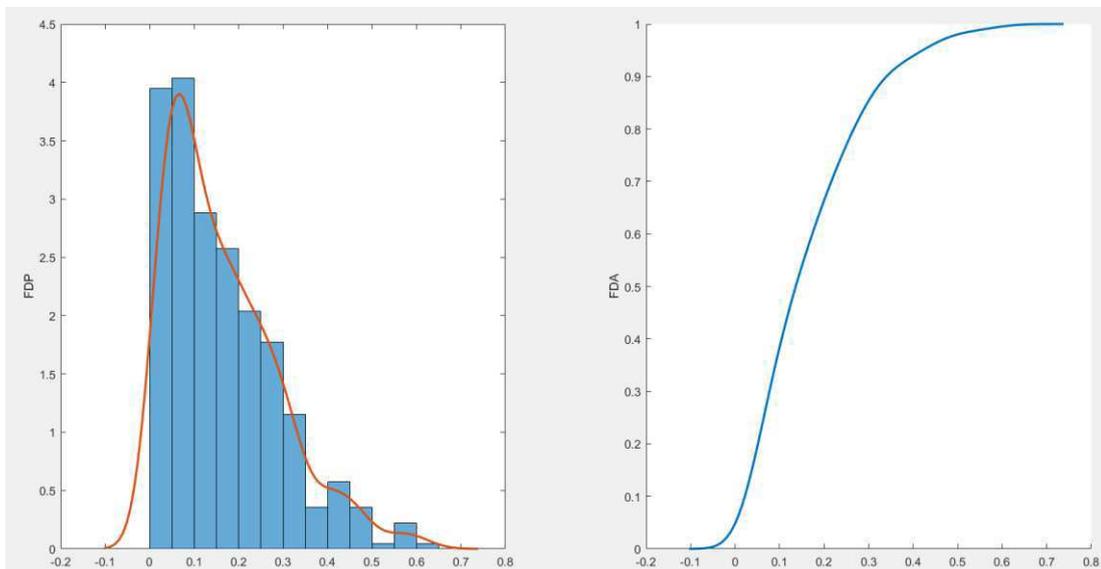
4.2 Obtenção da FDP e FDA da geração fotovoltaica e das cargas

O processo para obter o FDP e o FDA da geração fotovoltaica foi executado em duas etapas:

1. Obtenção e tratamento dos dados: os dados usados nesta dissertação foram retirados de ELIA (2017) e são referentes à geração de energia fotovoltaica na Bélgica. Os valores são coletados de 15 em 15 minutos e estão em uma janela de tempo de dezembro de 2012 a fevereiro de 2017. Primeiramente os dados de geração foram separados por horário, ou seja, todos os valores referentes à 06:00 foram agrupados em um vetor, logo após os de 06:15 e assim por diante, até o fim do dia. Além dessa seleção, fez-se uma segunda: por estações do ano. Os valores de potência ativa gerada para o inverno europeu (dezembro, janeiro e fevereiro) foram separados dos do verão europeu (junho, julho agosto), obtendo-se assim dois cenários, um com irradiação solar alta e outro com irradiação solar baixa. Por último, dividiu-se os valores gerados pela potência instalada, fazendo com que os valores de potência ativa agora fiquem em porcentagem da potência instalada, facilitando-se assim a implementação de qualquer valor de geração na rede.

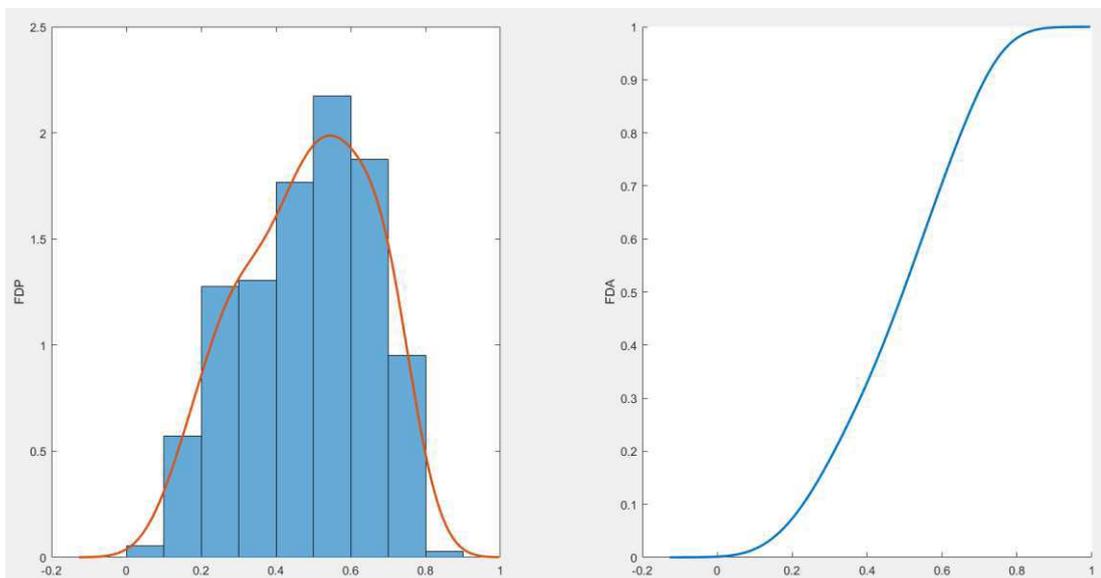
2. Obtenção das FDP e FDA: para obtenção das FDP e FDA (Figuras 4.2 e 4.3) das duas situações anteriormente definidas, usou-se a estimação de densidade kernel com a potência ativa gerada às 12:00. Cada uma das FDP está em conjunto com o histograma dos valores do banco de dados de geração, uma vez que o histograma é uma boa estimativa de como a FDP irá se comportar (PAPOULIS, 2001). Pode-se observar claramente a diferença dos valores gerados no verão em relação ao inverno. Enquanto que no inverno a potência ativa gira em torno de 0% a 20% do valor de potência instalada, no verão a geração está mais concentrada entre 40% e 70% da potência instalada.

Figura 4.3: FDP e FDA no Inverno



Fonte: Autoria Própria

Figura 4.4: FDP e FDA do Verão



Fonte: Autoria Própria

3. Obtenção das FDP e FDA das cargas: com os valores de média e desvio padrão e considerando as cargas como tendo distribuição normal, obteve-se as distribuições de cada uma das mesmas utilizando as seguintes equações:

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} \exp - \frac{(x - \mu)^2}{2\sigma^2}, \quad (4.1)$$

$$F(x) = \frac{1}{2} \left[1 + \operatorname{erf} \frac{x - \mu}{\sigma\sqrt{2}} \right]. \quad (4.2)$$

Sendo:

μ : Média;

σ : Desvio Padrão;

erf: Função Erro de Gauss.

4.3 Monte Carlo e Geração de Valores Aleatórios

Métodos de Monte Carlo tendem a seguir sempre um mesmo padrão:

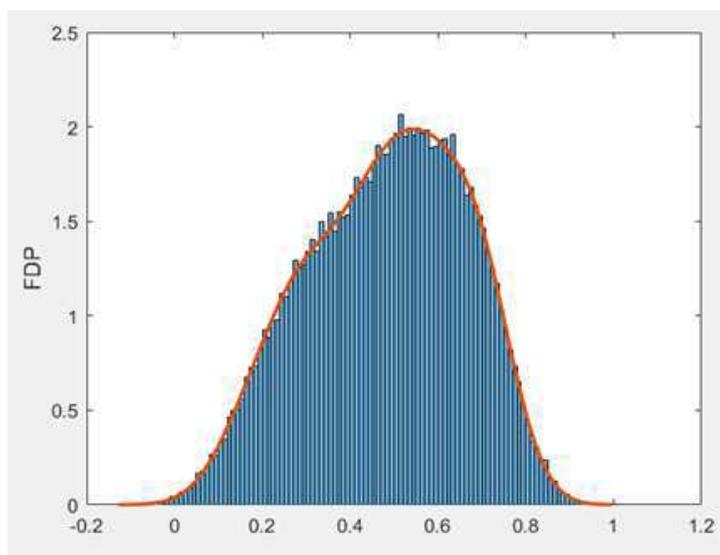
1. Define-se o domínio dos valores de entrada possíveis;
2. Geram-se valores aleatórios de entrada de uma função de probabilidade no domínio;
3. Faz-se o cálculo determinístico dos valores de saída;
4. Agrega-se os resultados.

Neste trabalho definiu-se que o domínio da geração é apenas positivo, ou seja, não é possível a geração de valores negativos de potência ativa. As variáveis aleatórias de entrada são: as cargas em cada barra e a potência ativa gerada pelas usinas fotovoltaicas.

Em ambos os casos, usou-se a inversa da FDA para se obter valores aleatórios. A mesma foi obtida através de interpolação. Com as inversas disponíveis, através de um gerador de números pseudoaleatórios no domínio [0,1] é possível se obter amostras de qualquer variável aleatória disponível. A Figura 4.5 exemplifica um resultado da geração de valores.

Obtidos esses valores, o próximo passo consiste em aplicar o MSP para obter os valores das tensões em cada um dos nós do sistema e os das perdas em cada um dos ramos.

Figura 4.5: Histograma de cem mil valores de potência ativa gerados no verão



Fonte: Autoria Própria

No método de Monte Carlo foram usadas 10000 simulações do MSP, sendo cada simulação com valores diferentes das variáveis de entrada. Ao fim da simulação, agregam-se os resultados de todas as iterações para uma análise mais detalhada das respostas obtidas, através das seguintes ferramentas:

- Média das tensões;
- Desvio padrão das tensões;
- FDP e FDA das barras das tensões.

4.4 Algoritmo de Solução do Método da Soma de Potências

A etapa do Método de Monte Carlo de cálculo determinístico nesse trabalho será feita pelo método da soma de potências. Inicialmente elaboram-se um arquivo de dados para a entrada do programa contendo as seguintes informações:

- Nó de Origem;
- Nó de Destino;
- Resistência e Reatância da linha;
- Cargas ativa e reativa instaladas;

Com os dados de entrada, o programa irá definir uma sequência de numeração de barras para os cálculos do fluxo. A barra da subestação é definida como barra 0, e seguindo para as barras terminais. Todos os trechos que partem da subestação são do nível 1; Todos os trechos que partem do nível 1 são de nível 2 e assim em diante.

A determinação do nível é importante pois a cada iteração os cálculos apresentam dois sentidos diferentes:

- Da subestação para as barras terminais (nível 0 para o maior nível);
- Das barras terminais para a subestação (maior nível para nível 0).

Na primeira iteração do método, as perdas ativa e reativa em todos os trechos são consideradas nulas. Assim, utilizando-se as equações (2.26) e (2.27), são calculados os fluxos ativo e reativo em cada trecho do alimentador. Esse cálculo inicial é realizado pelo programa partindo-se das barras terminais, onde o fluxo de potência é dado apenas por suas cargas individuais.

Em seguida, com os valores dos fluxos calculados utiliza-se as equações (2.21), (2.22) e (2.23) para determinar as tensões nas barras. Como a tensão em uma barra depende da tensão na barra da qual aquele trecho se origina, este segundo cálculo é realizado partindo-se da subestação (nível 0) para as barras terminais. Após o cálculo das tensões, as estimativas de perdas em cada trecho, que inicialmente foram consideradas nulas, são atualizadas utilizando-se as equações (2.24) e (2.25), finalizando assim a primeira iteração do método de soma de potência.

A cada iteração esses passos são repetidos. O processo continuará até que o critério de convergência estabelecido seja alcançado ou até que a quantidade máxima de iterações seja atingida. Foi usado como critério de parada a diferença entre a perda ativa de uma iteração e da iteração anterior ser menor que uma tolerância preestabelecida.

O algoritmo da solução pode ser resumido da seguinte forma:

1. Na primeira iteração, consideram-se nulas as perdas ativa e reativa no alimentador;
2. Calcula-se os fluxos de potência em cada trecho através das equações (2.26) e (2.27), seguindo o sentido das barras terminais até a barra da subestação;
3. Obtém-se as tensões através das equações (2.21), (2.22) e (2.23), seguindo o sentido da subestação até as barras terminais;

4. Calcula-se as perdas ativa e reativa para cada trecho por meio das equações (2.24) e (2.25);
5. Repete-se os passos 2 a 4 até o critério de convergência ser atendido.

Capítulo 5 – Resultados e Análises

Este capítulo apresenta os resultados obtidos e as análises feitas. Para isso, foram realizadas simulações em cenários diferentes, em duas subdivisões:

- Divisão por estação do ano: foram realizadas simulações tanto no inverno quanto no verão;
- Quantidade de usinas fotovoltaicas: foram realizadas simulações com a rede sem nenhum gerador fotovoltaico, com um gerador (instalado na barra 18) e com dois geradores (instalado na barra 33).

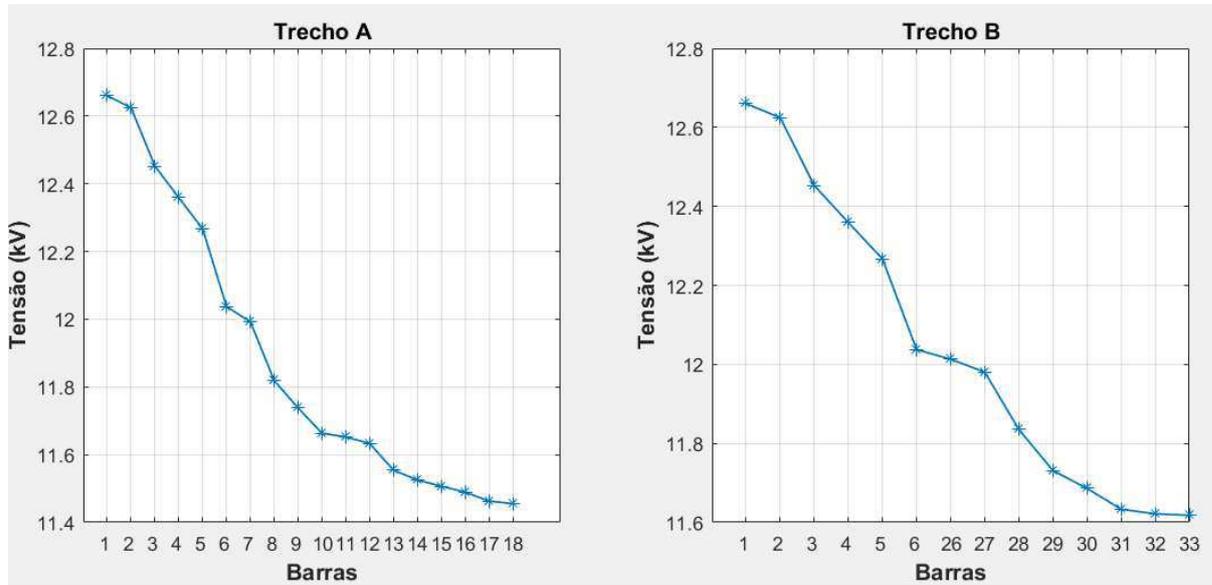
Todos os cenários apresentarão os seguintes resultados:

- Perfil de tensão (dos Trechos A e B);
- Perdas ativas;
- PDF e PDA das barras 18 e 33.

5.1 IEEE 33 Barras

O primeiro cenário é denominado de cenário base. Nesse cenário não há inserção de geração fotovoltaica no sistema de distribuição.

Figura 5.1: Perfil de Tensão



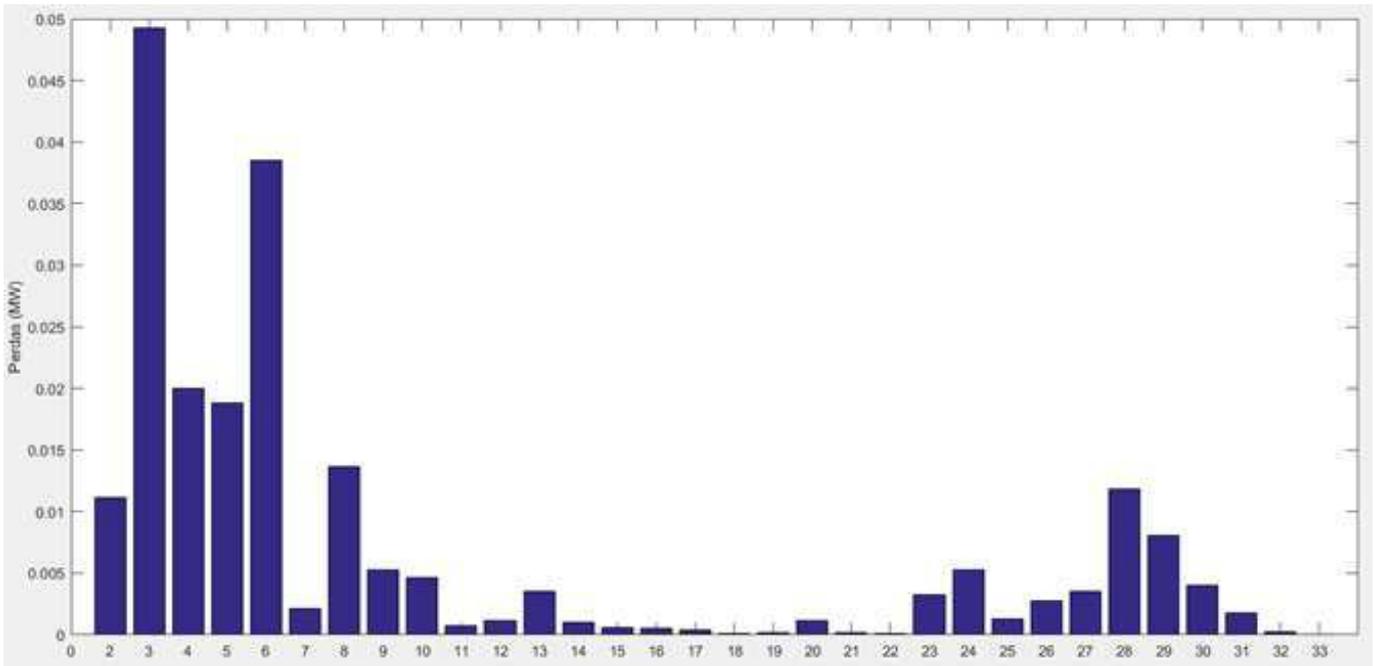
Fonte: Autoria Própria

Tabela 5.1: Tensões nas barras sem geração

Tensão (kV)					
Barras	Média	Desvio Padrão	Barras	Média	Desvio Padrão
2	12,62454	0,003718	18	11,45505	0,254839
3	12,45238	0,022418	19	12,61784	0,005074
4	12,35906	0,03559	20	12,57232	0,023879
5	12,26692	0,04921	21	12,56336	0,029241
6	12,03744	0,082525	22	12,55522	0,037204
7	11,99245	0,092055	23	12,40704	0,024238
8	11,81869	0,134749	24	12,32266	0,028874
9	11,73801	0,16101	25	12,28063	0,031602
10	11,66323	0,186776	26	12,01296	0,085533
11	11,65219	0,190188	27	11,98043	0,089275
12	11,63294	0,195757	28	11,83519	0,103657
13	11,5543	0,220343	29	11,73107	0,112197
14	11,52512	0,230612	30	11,68598	0,116014
15	11,50688	0,237929	31	11,6332	0,123146
16	11,4892	0,245518	32	11,62159	0,124861
17	11,46293	0,253119	33	11,61799	0,125837

O sistema apresenta um total de 0,215118 MW de perda de potência ativa, distribuídos nas barras da seguinte maneira:

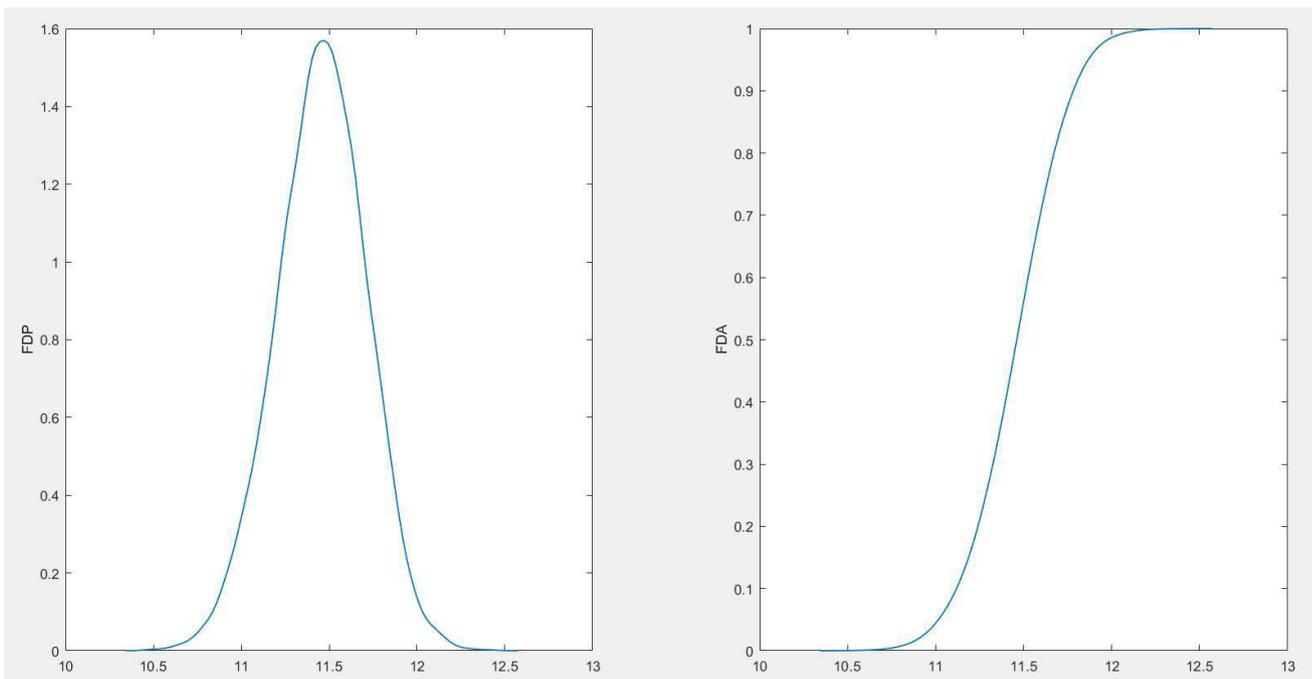
Figura 5.2: Perdas ativas por trecho sem geração



Fonte: Autoria Própria

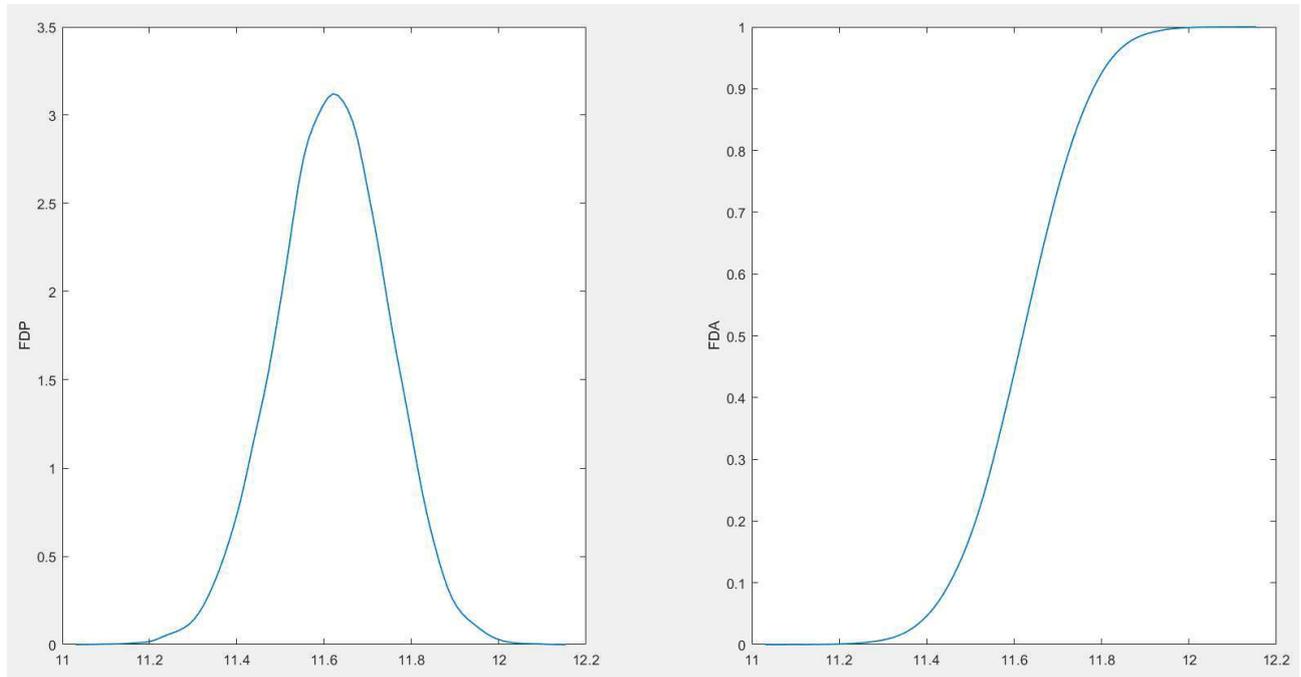
Para uma análise mais detalhada do efeito da geração na tensão em cada barra, optou-se por gerar as FDP e FDA das barras 18 e 33, uma vez que as mesmas foram escolhidas para receber os geradores fotovoltaicos e os efeitos da inserção dos mesmos serão mais visíveis nelas.

Figura 5.3: FDP e FDA da Tensão na Barra 18



Fonte: Autoria Própria

Figura 5.4: FDP e FDA da Barra 33



Fonte: Autoria Própria

Ambas as tensões apresentam uma característica de distribuição normal, ou seja, sua PDF apresenta pico único e o gráfico é simétrico. Isso se deve ao fato de em um primeiro momento todas as variáveis estocásticas do fluxo de carga apresentarem distribuição normal.

5.1.1 Geração no Verão

Foram considerados dois cenários:

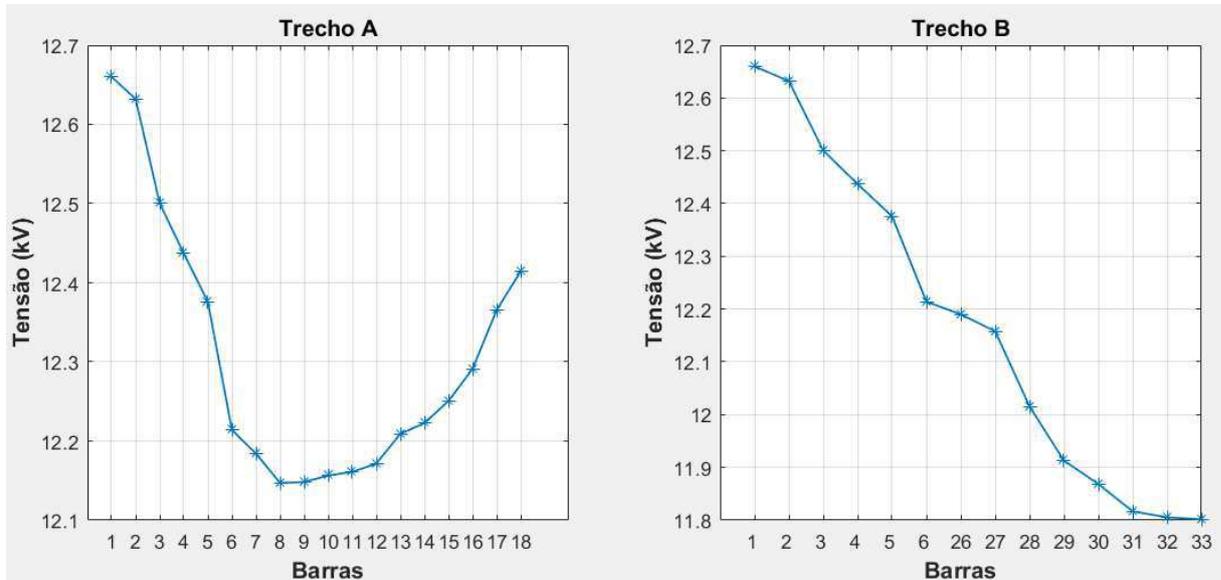
1. Um gerador fotovoltaico de 2 MW instalado na barra 18;
2. A adição de mais um gerador também de 2 MW, porém na barra 33;

Usou-se a mesma FDA relativa ao verão anteriormente obtida para os dois geradores, porém gerando um valor aleatório para cada uma das simulações separadamente.

5.1.1.1 Gerador na Barra 18 (Cenário 1)

O gerador injetou no sistema uma potência média de 0,9633 MW, diminuindo as perdas gerais do sistema e melhorando o perfil de tensão do mesmo. Há uma grande melhora na tensão tanto da barra 18, quanto das barras próximas a ela. A tensão média passou de 11,45505 kW para 12,41452 kW. Também nota-se um aumento do desvio padrão, ou seja, mesmo apresentando uma média em termos de qualidade de energia bem melhor, devido a adição de uma variável estocástica nessa barra, também há o aumento das incertezas relacionadas à ela. Os resultados são mostrados na Figura 5.5.

Figura 5.5: Perfil de tensão com um gerador no verão



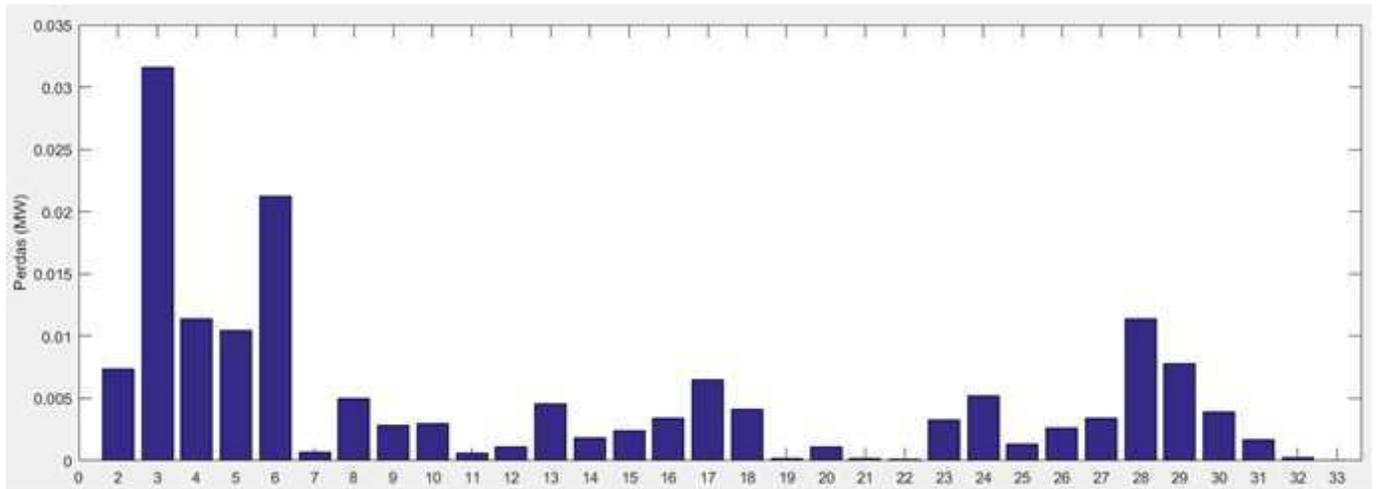
Fonte: Autoria Própria

Tabela 5.2: Tensões com um gerador no verão

Tensão (kV)					
Barras	Média	Desvio Padrão	Barras	Média	Desvio Padrão
2	12,6321	0,004344	18	12,41452	0,400287
3	12,50031	0,026714	19	12,62543	0,005494
4	12,43691	0,042686	20	12,58037	0,023787
5	12,376	0,059245	21	12,5715	0,029089
6	12,21413	0,097792	22	12,56343	0,037058
7	12,18416	0,107434	23	12,45508	0,028329
8	12,1471	0,166354	24	12,37086	0,032472
9	12,14827	0,202621	25	12,32891	0,03497
10	12,15643	0,239066	26	12,19009	0,100302
11	12,16104	0,244999	27	12,15812	0,103515
12	12,17154	0,255695	28	12,01545	0,116241
13	12,2091	0,299253	29	11,91295	0,124007
14	12,22268	0,316118	30	11,86864	0,12745
15	12,25066	0,332274	31	11,81681	0,133905
16	12,29121	0,351901	32	11,80541	0,135454
17	12,3653	0,383296	33	11,80185	0,136331

Houve uma melhora sensível nas perdas gerais do sistema, porém houve aumento das perdas nos trechos próximos ao gerador fotovoltaico. As perdas antes eram de 0,215118 MW e agora são de 0,160802 MW, uma queda de aproximadamente 25%. A Figura 5.6 mostra como ficaram distribuídas as perdas por trecho no sistema.

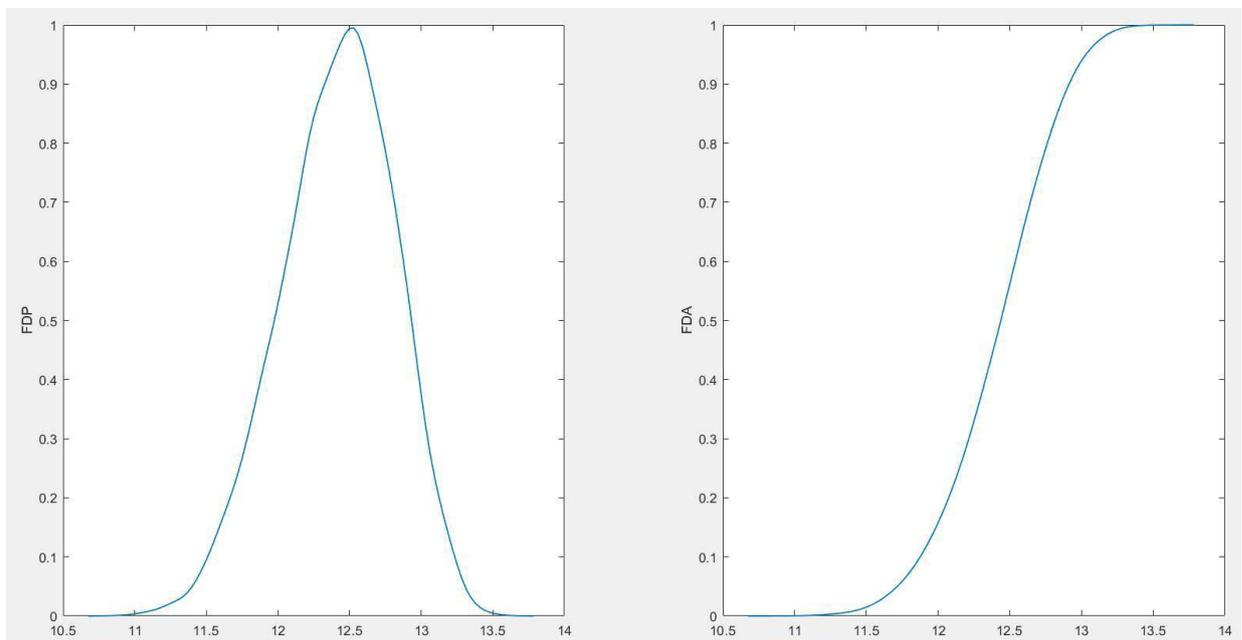
Figura 5.6: Perdas no Sistema com um gerador



Fonte: Autoria Própria

Com a inserção nota-se o começo da perda da identidade da distribuição normal na barra 18. A mesma não está mais simétrica como a PDF do cenário base, e também houve um achatamento da mesma, devido ao aumento do desvio padrão, resultando em dados mais dispersos de tensão nas simulações.

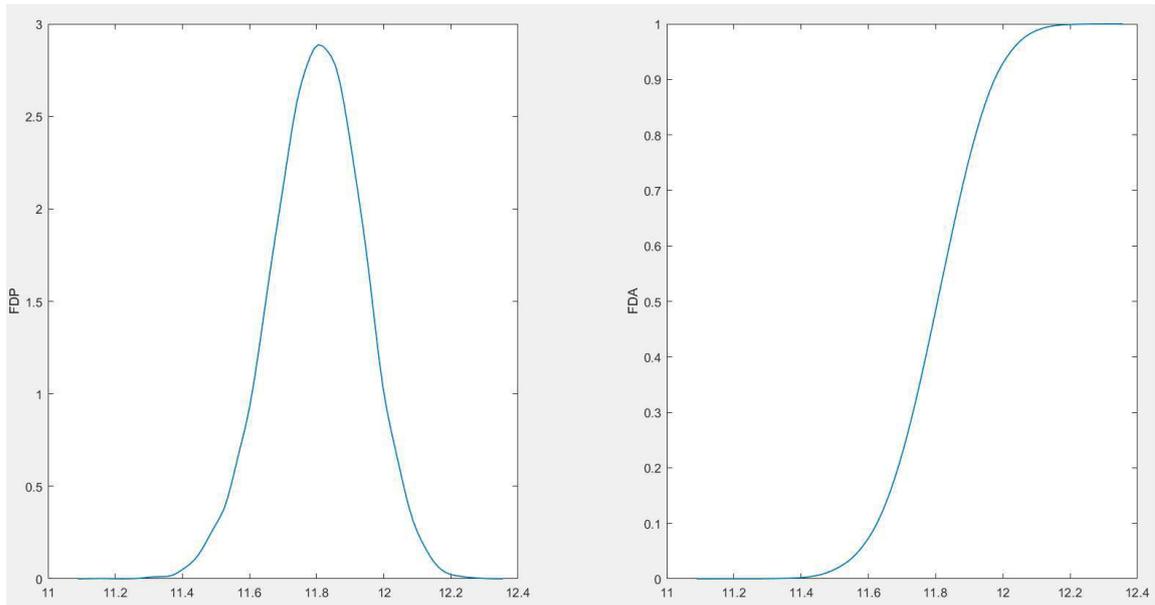
Figura 5.7: FDP e FDA da tensão na barra 18 com um gerador



Fonte: Autoria Própria

Nesse cenário a barra 33 está distante do gerador e em outro trecho, fazendo com que a influência na mesma seja quase mínima.

Figura 5.8: FDP e FDA da tensão na barra 33 com um gerador

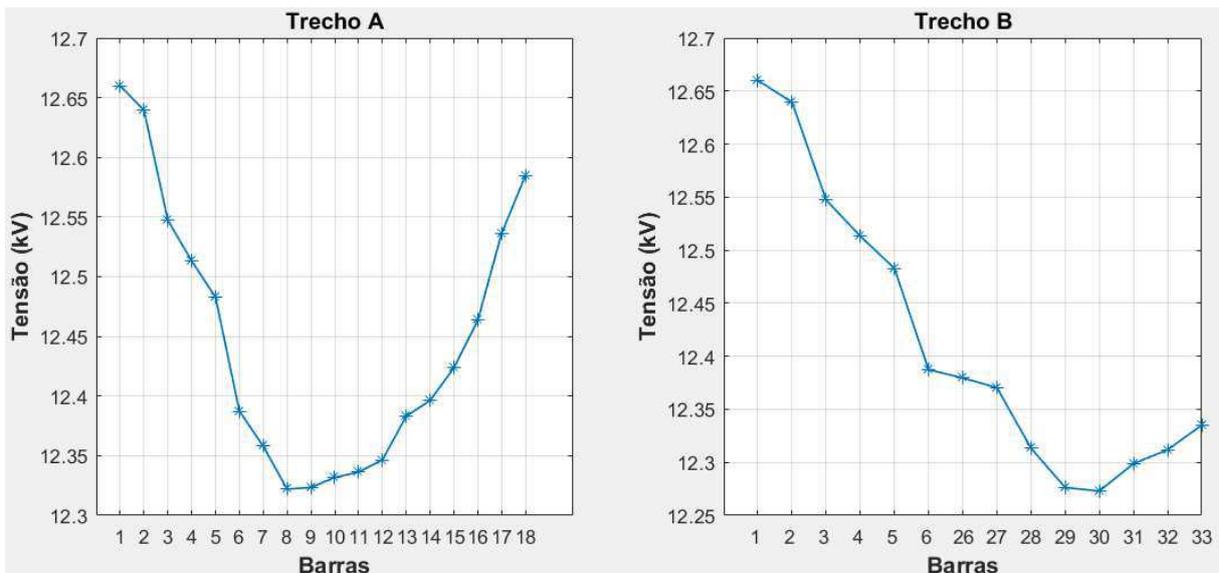


Fonte: Autoria Própria

5.1.1.2 Geradores nas Barras 18 e 33 (Cenário 2)

Nesse cenário os geradores injetaram no sistema uma potência média de 0,9654 MW na barra 18 e 0,9674 MW na barra 33, havendo uma melhora do perfil de tensão. A média de tensão na barra 33 passou de 11,61799 kV no cenário base para 12,33506 kV e seu desvio padrão foi de 0,125837 para 0,226696. Como esperado a inserção de um gerador na barra fez tanto a tensão média quanto o desvio padrão se elevarem.

Figura 5.9: Perfil de tensão com dois geradores no verão



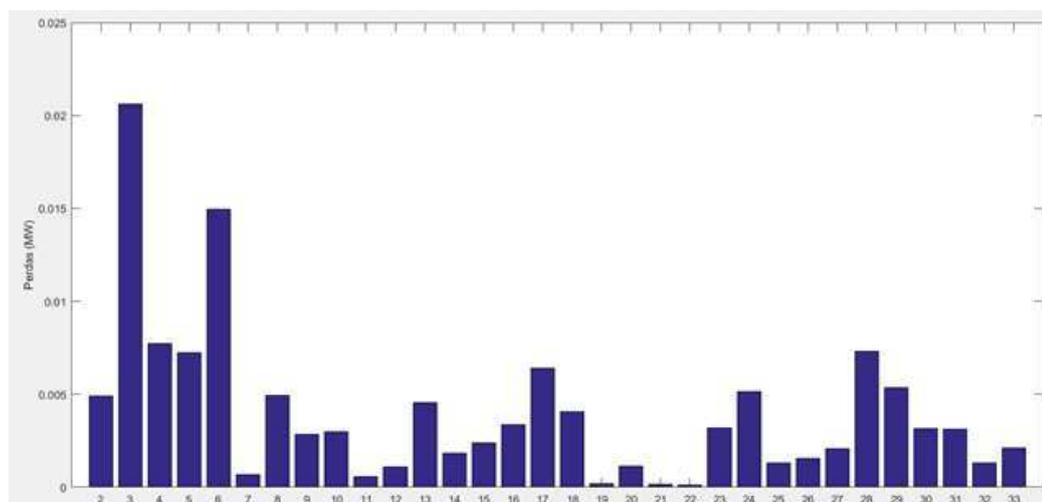
Fonte: Autoria Própria

Tabela 5.3: Tensões com dois geradores no verão

Tensão (kV)					
Barras	Média	Desvio Padrão	Barras	Média	Desvio Padrão
2	12,63948	0,004939	18	12,58477	0,399718
3	12,5473	0,03053	19	12,63279	0,006023
4	12,51323	0,048992	20	12,58752	0,024159
5	12,4828	0,068159	21	12,5786	0,029519
6	12,38737	0,111711	22	12,57052	0,037638
7	12,35807	0,119954	23	12,50231	0,031946
8	12,32201	0,173279	24	12,41856	0,035607
9	12,32343	0,207497	25	12,37679	0,037859
10	12,33177	0,242246	26	12,37958	0,116705
11	12,33629	0,247937	27	12,37037	0,123621
12	12,34653	0,258198	28	12,31329	0,151301
13	12,38316	0,300633	29	12,27629	0,172398
14	12,39627	0,317122	30	12,27293	0,185327
15	12,42369	0,332865	31	12,29873	0,210473
16	12,46347	0,352076	32	12,3119	0,218386
17	12,53636	0,382998	33	12,33506	0,226696

Houve uma nova queda das perdas do sistema com a inserção de mais um gerador. No cenário base as perdas eram de 0,215118 MW, no cenário 2 as perdas são de 0,160802 MW e no cenário 3 são de 0,128416 MW. Uma queda de aproximadamente 40% em relação ao cenário base. A Figura 5.10 mostra como ficaram distribuídas as perdas por trecho no sistema nesse cenário.

Figura 5.10: Perdas no sistema com dois geradores no verão

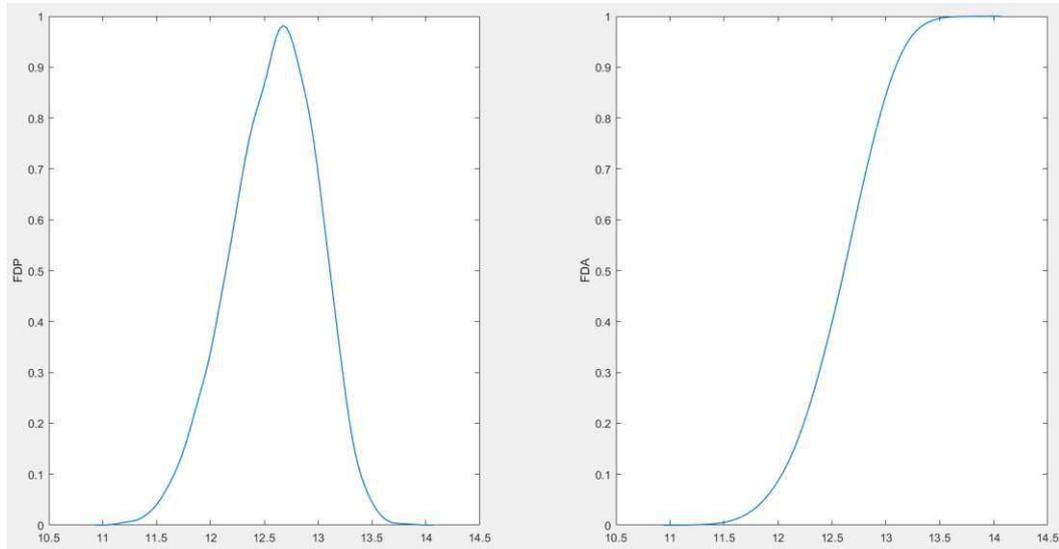


Fonte: Autoria Própria

A PDF e PDA da Barra 18 são virtualmente iguais. A tensão média na mesma no cenário 1 foi de 12,41452 kV e desvio de 0,400287. No cenário 2 a tensão média foi de

12,58477kV e desvio de 0,399718 demonstrando que devido à distância, o efeito da geração na barra 33 afeta minimamente a tensão na barra 18.

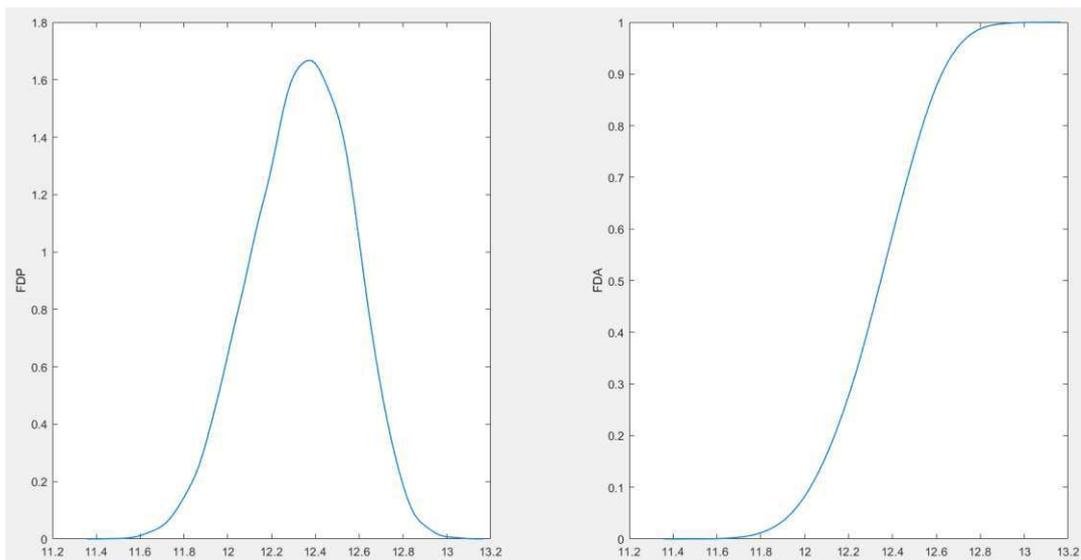
Figura 5.11: FDP e FDA da Tensão na Barra 18 com dois geradores no Verão



Fonte: Autoria Própria

Já a FDP e a FDA da tensão na barra 33 sofreram mudanças devido à inserção de uma fonte na mesma. Como a distribuição do gerador não é gaussiana, a FDP resultante deixou de ser simétrica, logo perdendo a característica normal e também ficou mais achatada, uma vez que o desvio padrão aumentou em relação ao cenário anterior.

Figura 5.12: FDP e FDA da Tensão na Barra 33 com 2 geradores no verão



Fonte: Autoria Própria

5.1.2 Geração no Inverno

Foram considerados também dois cenários:

1. Um gerador fotovoltaico de 2 MW instalado na barra 18;
2. A adição de mais um gerador também de 2 MW, porém na barra 33.

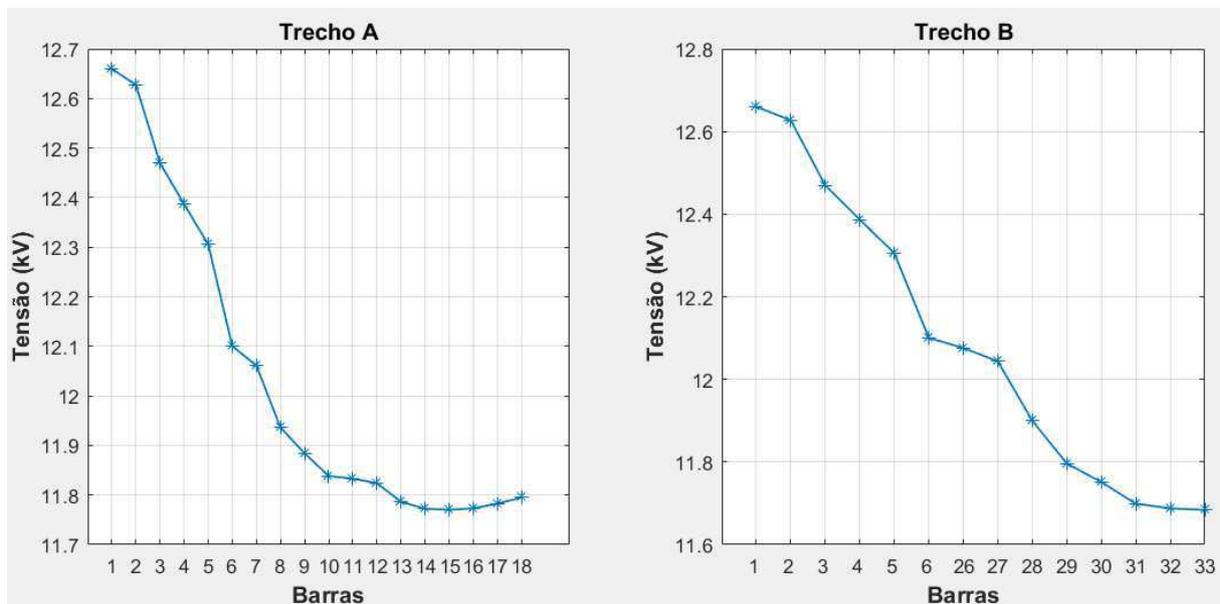
A FDA de geração no inverno anteriormente obtida foi utilizada nos dois casos para a geração de valores aleatórios de entrada de potência ativa no MSP, porém o valor para cada uma das fontes aleatórias é obtido de forma independente.

5.1.2.1 Gerador na Barra 18 (Cenário 3)

O gerador injetou no sistema uma potência média de 0,3235 MW. Houve diminuição das perdas gerais do sistema ocasionando a melhora do perfil de tensão do mesmo.

A tensão média na barra 18 era de 11,45505 kW no cenário base e agora é de 11,79488 kW. Um resultado menor do que com o mesmo sistema no verão. Também nota-se um aumento do desvio padrão, que no cenário base foi 0,254839 e agora no cenário 3 é 0,356672.

Figura 5.13: Perfil de tensão com um gerador no inverno



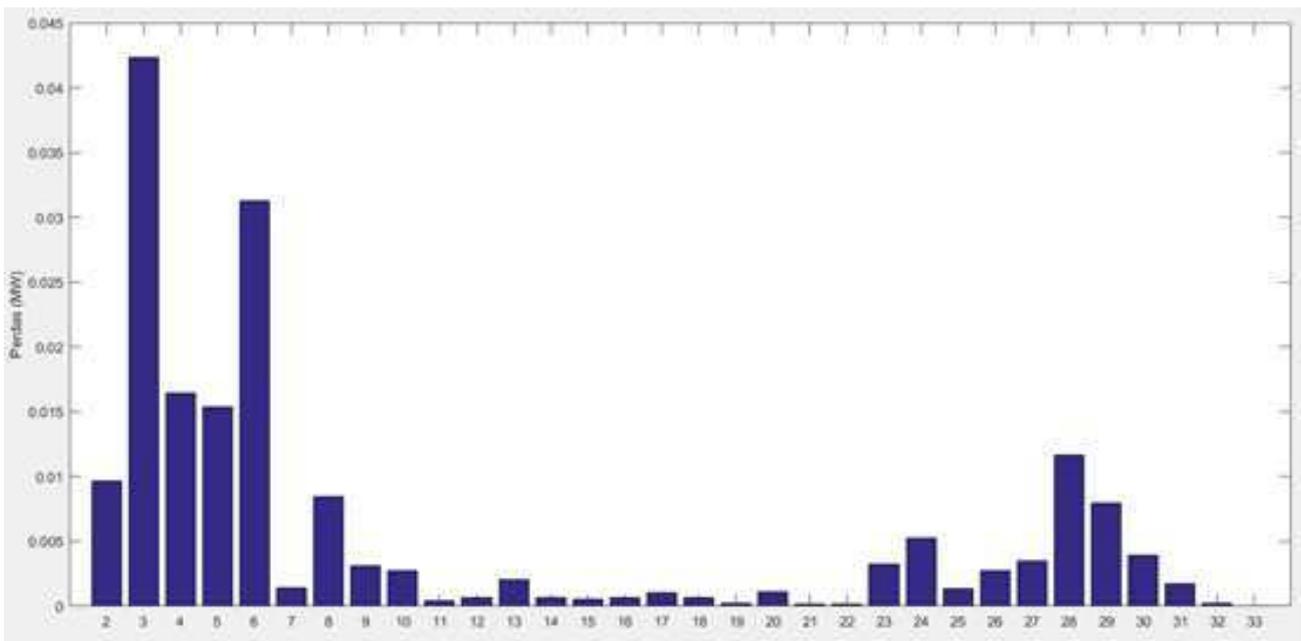
Fonte: Autoria Própria

Tabela 5.4: Tensões nas barras com um gerador no inverno

Tensão (kV)					
Barras	Média	Desvio Padrão	Barras	Média	Desvio Padrão
2	12,62721	0,004148	18	11,79488	0,356672
3	12,46933	0,025278	19	12,62052	0,005398
4	12,38662	0,040303	20	12,57522	0,023842
5	12,30553	0,055876	21	12,56632	0,029132
6	12,10029	0,092784	22	12,55827	0,037074
7	12,06118	0,10266	23	12,42399	0,026955
8	11,9358	0,156865	24	12,33967	0,031181
9	11,88406	0,190202	25	12,29762	0,033667
10	11,83841	0,223448	26	12,07598	0,095412
11	11,83281	0,228613	27	12,04367	0,098759
12	11,82393	0,237707	28	11,89953	0,112074
13	11,78627	0,275751	29	11,79606	0,120053
14	11,77223	0,290737	30	11,7513	0,123643
15	11,77031	0,304191	31	11,69905	0,13028
16	11,77318	0,320119	32	11,68757	0,13191
17	11,78263	0,344339	33	11,68401	0,132867

Também houve melhora nas perdas, que foram de 0,215118 MW para 0,180558 MW, uma queda menor em comparação ao Verão, de aproximadamente 16%. A figura 5.14 mostra como as perdas se comportaram por trecho. Apesar da queda das perdas no sistema como um todo, houve aumento local das mesmas, nos trechos próximos ao gerador fotovoltaico.

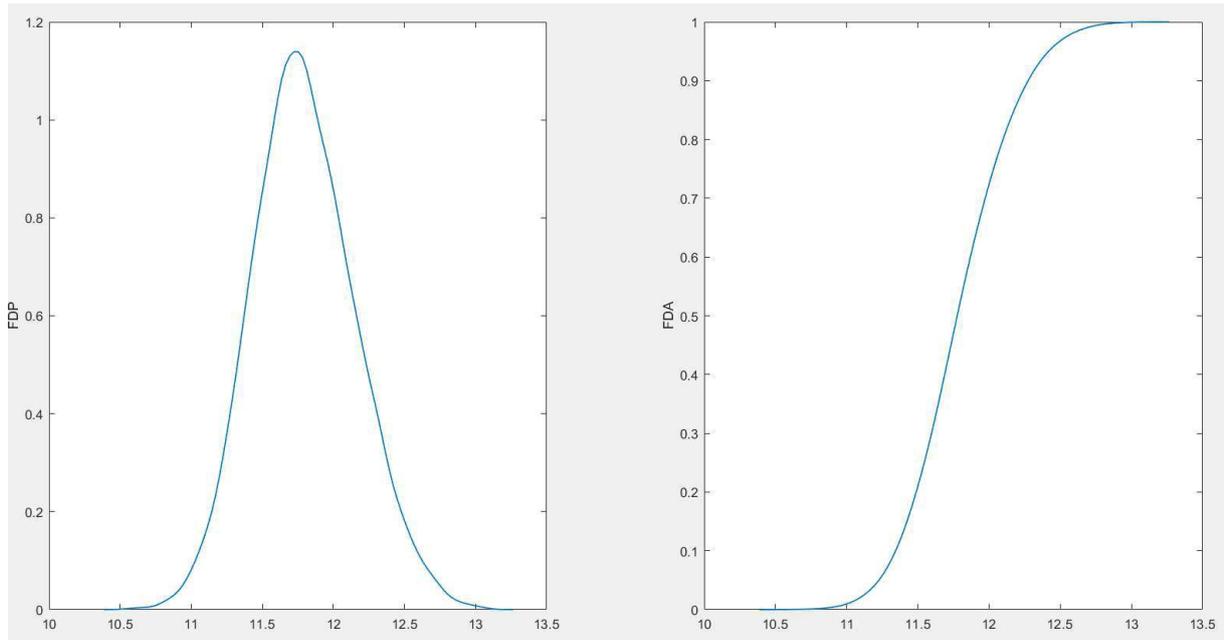
Figura 5.14: Perdas no sistema com um gerador no inverno



Fonte: Autoria Própria

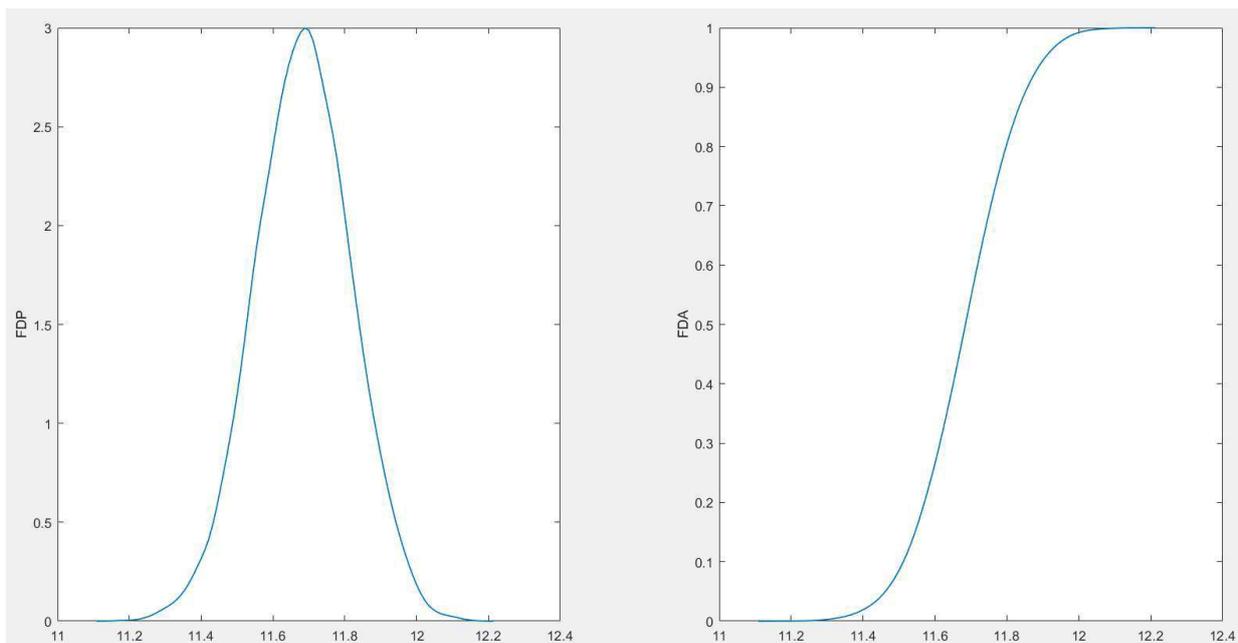
Da mesma maneira que ocorre com o gerador no verão, começa-se a notar o começo da perda da identidade da distribuição normal na barra 18, com a FDP deixando de ser simétrica. Devido ao aumento do desvio padrão, a FDP torna-se mais achatada, com um pico menor do que no cenário base. Como a barra 33 está longe do gerador, a influência na mesma é quase mínima.

Figura 5.15: FDP e FDA da tensão na barra 18 com um gerador no inverno



Fonte: Autoria Própria

Figura 5.16: FDP e FDA da tensão na barra 33 com um gerador no inverno

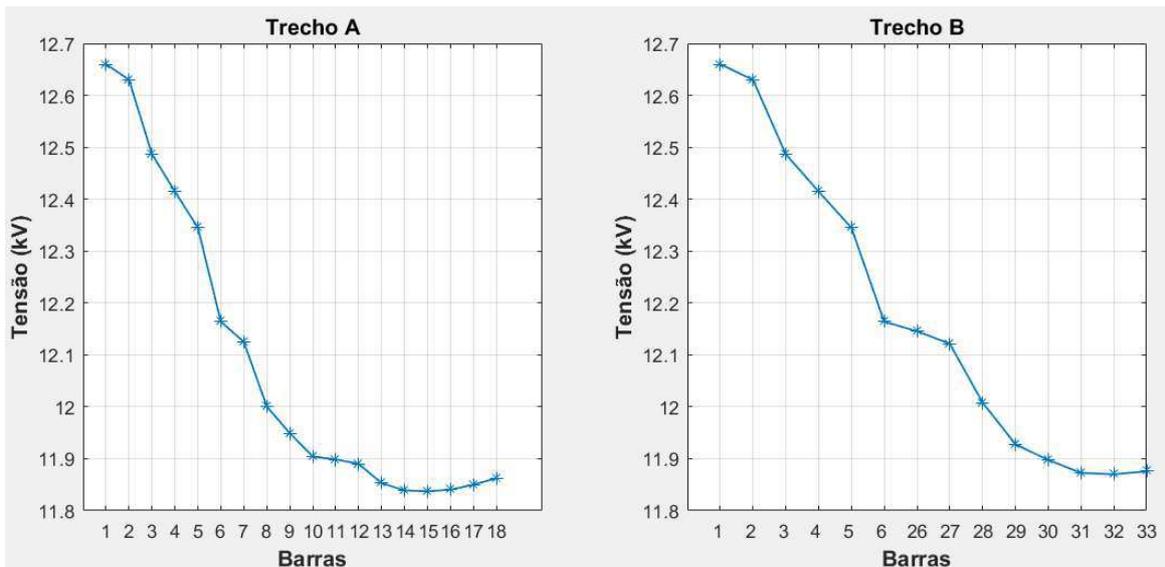


Fonte: Autoria Própria

5.1.2.2 Geradores nas Barras 18 e 33 (Cenário 4)

Os geradores injetaram no sistema uma potência média de 0,3303 MW na barra 18 e 0,3296 MW na barra 33. Houve novamente uma diminuição das perdas e uma nova melhora do perfil de tensão do mesmo. A média de tensão na barra 33 passou de 11,61799 kV no cenário base para 11,87575 kV e seu desvio padrão foi de 0,125837 para 0,197791. A tensão na barra 18 manteve-se praticamente a mesma.

Figura 5.15: Perfil de Tensão com dois geradores no inverno



Fonte: Autoria Própria

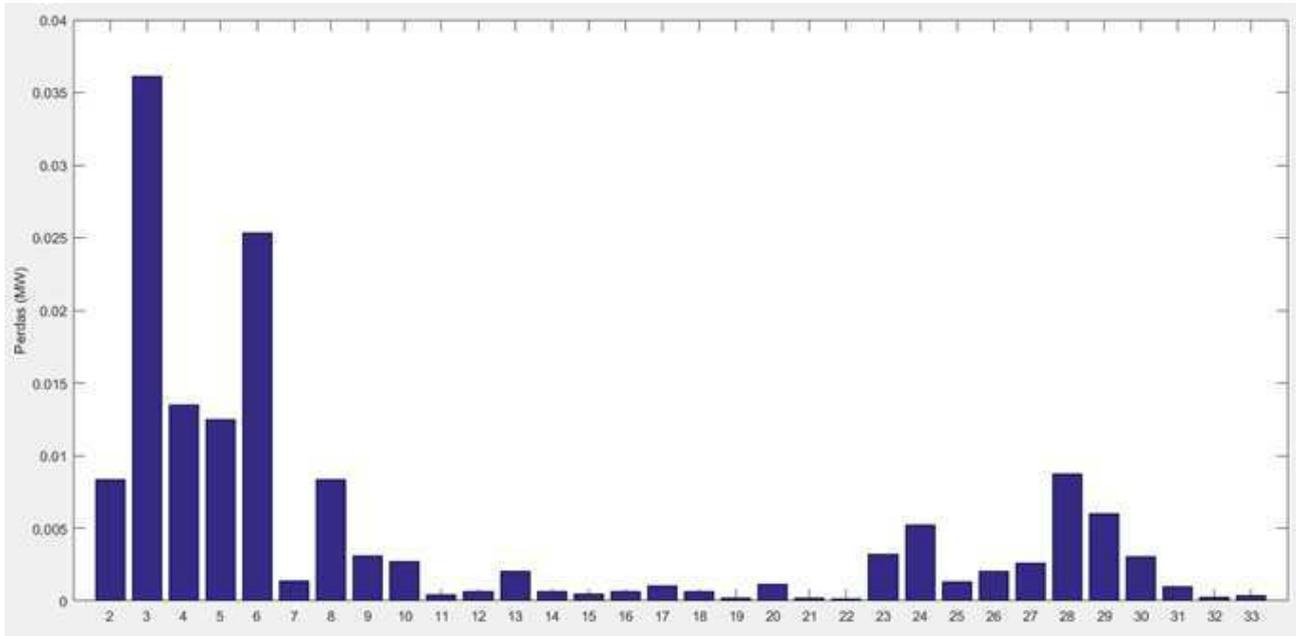
Tabela 5.4: Tensões nas barras com dois geradores no inverno

Tensão (kV)					
Barras	μ	σ	Barras	μ	σ
2	12,62995	0,004641	18	11,8625	0,358415
3	12,48668	0,028524	19	12,62328	0,005798
4	12,41477	0,045647	20	12,57806	0,023972
5	12,34488	0,063404	21	12,56919	0,029255
6	12,16403	0,104602	22	12,56115	0,037241
7	12,12498	0,113472	23	12,44143	0,030069
8	12,0005	0,164091	24	12,35728	0,034148
9	11,94926	0,196112	25	12,31533	0,036511
10	11,90419	0,228243	26	12,14555	0,109022
11	11,89871	0,233235	27	12,1214	0,115011
12	11,89002	0,242061	28	12,00799	0,138838
13	11,8529	0,279002	29	11,92781	0,156155
14	11,83902	0,293666	30	11,89753	0,166258
15	11,83723	0,306852	31	11,87271	0,185803
16	11,84029	0,322477	32	11,8699	0,191779
17	11,85001	0,34624	33	11,87575	0,197791

Houve uma queda maior das perdas no sistema em comparação com o cenário com um gerador. No cenário base as perdas eram de 0,215118 MW, no cenário 3 foram para 0,180558

MW e agora no cenário 4 foram de 0,153171 MW. Uma queda de aproximadamente 29% em relação ao cenário base. A seguir é apresentada a distribuição de perdas por trecho no sistema.

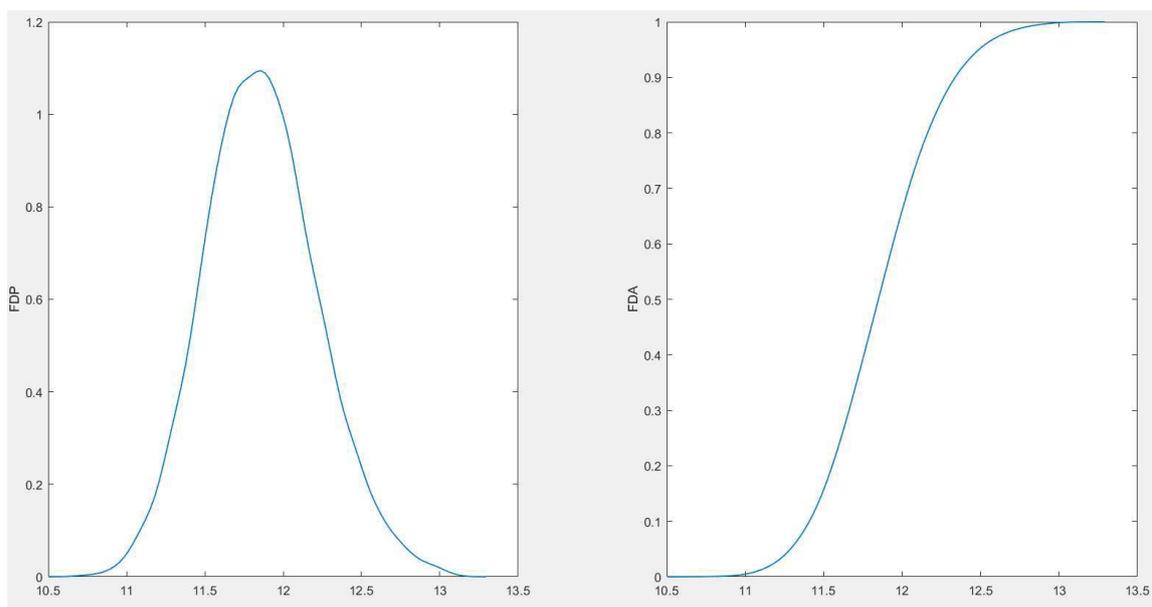
Figura 5.16: Perdas no sistema com dois geradores no inverno



Fonte: Autoria Própria

Da mesma forma que a inserção de um gerador na barra 18 causa pouco efeito na barra 33, a inserção de uma fonte na barra 33 causa pouquíssima alteração na mesma. Os valores da média de tensão e desvio padrão permaneceram praticamente os mesmos, assim como a FDP e a FDA da tensão.

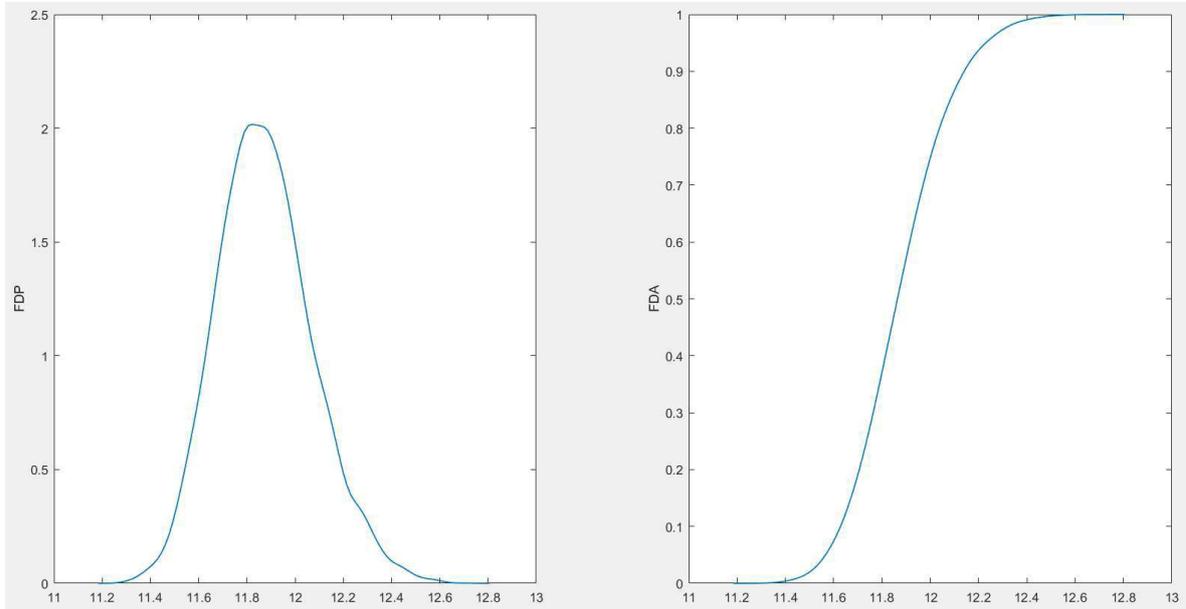
Figura 5.17: FDP e FDA da barra18 com dois geradores no inverno



Fonte: Autoria Própria

Já a FDP e a FDA da tensão na barra 33 se alteraram devido à inserção de uma fonte na mesma. A característica de distribuição normal também começou a se perder, com a perda da simetria, pois a FDP e FDA da potência gerada não seguem a distribuição normal.

Figura 5.18: FDP e FDA da Barra33 com dois geradores no inverno



Fonte: Autoria Própria

5.1.3 Comparação entre Verão e Inverno

Na comparação de todos os cenários, há a seguinte ordem em relação a soma das perdas do sistema:

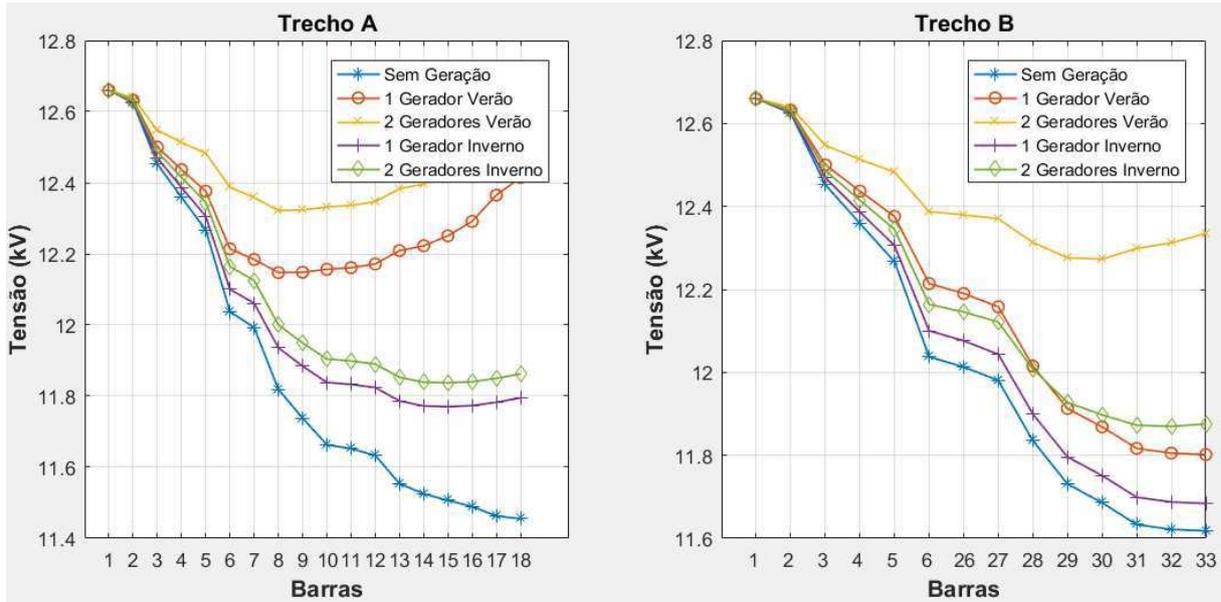
Tabela 5.5: Soma das médias de perdas por cenário

Cenários	Perdas (MW)
Dois Geradores no Verão	0,128416
Dois Geradores no Inverno	0,153171
Um Gerador no Verão	0,160802
Um Gerador no Inverno	0,180558

A partir dos resultados pode-se concluir que mais importante que a quantidade de potência injetada no sistema, é o posicionamento das usinas geradoras. Uma injeção única de potência ativa de 0,9633 MW diminuiu menos as perdas do que a injeção de 0,6599 MW no sistema em estudo, ou seja, o posicionamento de várias pequenas usinas de geração distribuída em um sistema podem apresentar um melhor resultado de diminuição de perdas do que uma grande injeção de potência em um único ponto.

Em relação ao perfil de tensão, os cenários se diferenciam. O de menor variação entre a tensão da subestação e as outras barras continua sendo o cenário com dois geradores no verão, porém o cenário com um gerador no verão apresenta menor variação de tensão em relação ao cenário com dois geradores no inverno.

Figura 5.19: Perfis de tensão de todos os cenários



Fonte: Autoria Própria

Capítulo 6 – Conclusões

Uma proposta de algoritmo para cálculo de fluxo probabilístico em sistemas com usinas fotovoltaicas utilizando dados reais de geração foi apresentada. Com os dados específicos de um horário construíram-se as funções de densidade de probabilidade e de densidade acumulada usando a estimativa de densidade kernel.

Com as curvas definidas e considerando as cargas como tendo distribuição normal, o método de Monte Carlo foi combinado com o Método da Soma de Potência para cálculo do fluxo de carga probabilístico. Com os resultados se fez o estudo do impacto da inserção de geradores solares fotovoltaicos na rede. Não apenas o impacto local, ou seja, na tensão da barra em que o gerador foi instalado foi avaliado. O impacto global também foi analisado.

A presença de geradores fotovoltaicos melhorou o perfil de tensão em todos os cenários simulados, assim como reduziu a perda geral do sistema, apesar do aumento das perdas nas barras próximas aos geradores, como era esperado. Concluindo, tanto em um estudo determinístico, quanto em um estudo em que se considera a estocasticidade dos fenômenos naturais, usinas fotovoltaicas podem trazer melhorias para sistemas de distribuição de energia elétrica.

Para trabalhos futuros se sugere o seguinte:

- Tratar a irradiação solar e a temperatura de uma região como as variáveis estocásticas no fluxo de carga, usando esses dados para se obter a potência gerada e fazer o uso da mesma no cálculo do fluxo;

- Inserir o efeito da distância entre uma barra e outra, levando em consideração que fatores ambientais em um local podem não afetar a irradiação de outra região (nuvens podem afetar a produção de energia fotovoltaica em uma localidade, mas na outra não, por exemplo);
- Comparar o esforço computacional do método de monte carlo com outros métodos de fluxo probabilístico disponíveis na literatura especializada.

Referências Bibliográficas

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, v. 57, n. 3, p. 195–204, 20 abr. 2001.

ANANDRAJ, J.E. Point estimate method of Load Flow for distribution network with photovoltaic generators. *Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS)*, 2013 International Conference. p 24-29, 2013.

ALBUQUERQUE, J. M. C. . *Distribuição de Energia Elétrica: Fluxo de Carga em Sistemas de Distribuição*, 2005.

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. RESOLUÇÃO NORMATIVA No 482. RESOLUÇÃO NORMATIVA No 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012. . abr. 2012.

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 1. Resolução Normativa nº 517/2012. 14/12/2012

BOTEV, J.F., GROTOWSKI J.F.,KROESE D. P., Kernel Density Estimation Via Diffusion, *Annals of Statistics*, Volume 38, número 5, p. 2916-2957. 2010

CARVALHO, K. J. S. de. *Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos Integrados à Rede Elétrica: Condições de Operação e seus Impactos*. UFRJ/COPPE, 2012.

CESPEDES, R. G. New Method for the Analysis of Distribution Networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v.5, n.1, p.391-396, 1990.

CONTI, S.; RAITI, S. Probabilistic Load Flow for Distribution Networks with Photovoltaic Generators Part 1: Theoretical Concepts and Models. *Clean Electrical Power*, 2007. ICCEP '07. Capri, 2007. p. 132-136

DIAS, M. V. X. *Geração Distribuída no Brasil: Oportunidades e Barreiras*. Dissertação de Mestrado, UNIFEI, 2005.

EPE. **Empresa de Pesquisa Energética** Nota Técnica 19/14, Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos, 2014. Disponível em <[http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2019%20-%20Inser%C3%A7%C3%A3o%20da%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Fotovoltaica%20Distribu%C3%ADa%20no%20Brasil%20-%20Condicionantes%20e%20Impactos%20VF%20%20\(Revisada\).pdf](http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2019%20-%20Inser%C3%A7%C3%A3o%20da%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Fotovoltaica%20Distribu%C3%ADa%20no%20Brasil%20-%20Condicionantes%20e%20Impactos%20VF%20%20(Revisada).pdf)> Acesso em: 10 mai 2017

GALLEGO PAREJA L. A., Fluxo de potência em redes de distribuição de energia elétrica considerando incertezas, Tese de Doutorado, UESP, 2009.

INEE. **Instituto Nacional de Eficiência Energética**. Notas sobre Geração Distribuída. 2001. Disponível em: <http://www.inee.org.br/down_loads%5Cforum%5CNotas%20sobre%20GD.pdf> Acesso em: 05 fev 2017.

JORGENSEN P.; CHRISTENSEN S.; TANDE J. O. "Probabilistic Load Flow Calculation Using Monte Carlo Techniques For Distribution Network With Wind Turbines," Harmonics And Quality of Power. 8th International Conference on, 1998, pp. 1146-1151 vol.2. 1998

LI, W.; QIN, Z.; XIONG, X. Estimating Wind Speed Probability Distribution Using Kernel Density Method. Electric Power Systems Research 81, p 2139-2146. 2011

LEON-GARCIA A., Probability and Random Processes for Electrical Engineering. Lebanon, Indiana: Prentice Hall. 2007

LUIZ, C. M. Avaliação dos Impactos da Geração Distribuída para Proteção do Sistema Elétrico. Dissertação de Mestrado, UFMG, 2012.

MASTERS, G. Renewable and Efficient Electric Power Systems. Wiley- interscience, 2004.

MATOS, D.M. & CATALÃO, J.P.S. Geração distribuída e os seus impactes no funcionamento da rede elétrica. In: Internacional Conference on Engineering University of Beira Interior, 2013

MME, **Ministério de Minas e Energia** Brasil lança Programa de Geração Distribuída com destaque para energia solar, 2015. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030> Acesso em: 10 jan 2017

MONTICELLI, A. Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica. 1 ed. São Paulo, Edgard Blücher, 1983.

PAIVA, R. R. C. Fluxo de Potência Ótimo em redes de Distribuição de Energia com a Presença de Geração Distribuída: Um Novo Algoritmo para Auxiliar a Análise do Perfil de Tensão. Dissertação de Mestrado, UFSC, 2006.

PAPOULIS, A. Probability, random variables and stochastic processes. New York: McGraw-Hill. 2001. 847 p.

PEPERMANS, G., DRIESEN, J. HAESLONCKX, D. BELMANS, R. DHAESELEER, W. Distributed Generation: Definition, Benefits and Issues. Energy Policy, 33, p 787-798. 2005

REN Z.; YAN, W. ZHAO, X.; LI W.; YU J. Chronological Probability Model of Photovoltaic Generation. IEEE Transactions on Power Systems, vol 29.p 1077 - 1088 2014

RUIZ-RODRIGUEZ, F.J. ; HERNANDEZ, J.C. ; JURADO, F. Probabilistic load flow for radial distribution networks with photovoltaic generators. Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG). Malaga, 2011. p. 1 - 6

SOUZA, B. A. ; BRAZ, H. D. M. ; ALBUQUERQUE, J. M. C. A. ; GUTTERRES, J. G. G. . Fluxo de Carga em Sistemas de Distribuição Radiais com Geração Distribuída: Método da Soma de Potência Modificado. Revista IEEE América Latina, v. 4, p. 48-56, 2006.

SOUZA, B. A. ; ALVES, H. N. ; ALMEIDA, A. M. F. . Um algoritmo genético para localização ótima de reguladores de tensão em redes de distribuição. In: XV Congresso Brasileiro de Automática, 2004, Gramado, 2004.

SOUZA, B. A. . Como Funciona o MSP e o Que Precisa Ser Modificado? UFCG, 2005

SOUZA, A. R. R. Conexão de Geração Distribuída em Redes de Distribuição. Dissertação de Mestrado, UFPR, 2009.

TWIDELL, J; WEIR, T. Renewable Energy Sources, 2nd ed. Taylor & Francis, 2005.

URBANETZ JUNIOR, J. Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade. Tese de Doutorado. UFSC, 2010.

VILLALVA, M. G. Conversor Eletrônico de Potência Trifásico para Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica. Tese de Doutorado, UNICAMP 2010.

VILLANUEVA, J., PAZOS L., FEIJOO. A. Probabilistic Load Flow Including Wind Power Generation. IEEE Trans. Power Systems, volume 26, p 1659-1667, 2011.

WARREN, J.; NEGNEVITSKY M.; NGUYEN T. "Probabilistic Load Flow Analysis in Distribution Networks With Distributed Solar Generation." Power and Energy Society General Meeting (PESGM), 2016.

APÊNDICE A

Este apêndice é composto pelos dados de entrada para o sistema-teste de 33 barras extraído de (Conti *et al.*, 2007).

Tabela A.1: Dados de Entrada do Sistema de 33 Barras

Barras	Potência Ativa (MW)		Potência Reativa (MVar)		R (Ω)	X(Ω)
	μ	σ	μ	σ		
1	0	0	0	0	0,0575	0,0293
2	0,1	0,05	0,06	0,04	0,3076	0,1566
3	0,09	0,06	0,04	0,06	0,2284	0,1163
4	0,12	0,06	0,08	0,06	0,2378	0,1211
5	0,06	0,06	0,03	0,06	0,511	0,4411
6	0,06	0,06	0,02	0,06	0,1168	0,3861
7	0,2	0,06	0,1	0,06	0,4438	0,1467
8	0,2	0,05	0,1	0,04	0,6426	0,4617
9	0,06	0,07	0,02	0,04	0,6514	0,4617
10	0,06	0,1	0,02	0,1	0,1227	0,0406
11	0,045	0,09	0,03	0,09	0,2336	0,0772
12	0,06	0,07	0,035	0,08	0,9159	0,7206
13	0,06	0,05	0,035	0,07	0,3379	0,4448
14	0,12	0,09	0,08	0,09	0,3687	0,3282
15	0,06	0,06	0,01	0,06	0,4656	0,34
16	0,06	0,11	0,02	0,09	0,8042	1,0738
17	0,06	0,08	0,02	0,045	0,4567	0,3581
18	0,09	0,06	0,04	0,06	0,1023	0,0976
19	0,09	0,06	0,04	0,06	0,9385	0,8457
20	0,09	0,05	0,04	0,04	0,2555	0,2985
21	0,09	0,07	0,04	0,04	0,4423	0,5848
22	0,09	0,1	0,04	0,1	0,2815	0,1924
23	0,09	0,06	0,05	0,06	0,5603	0,4424
24	0,42	0,07	0,2	0,08	0,559	0,4374
25	0,42	0,06	0,2	0,06	0,1267	0,0645
26	0,06	0,09	0,025	0,09	0,1773	0,0903
27	0,06	0,1	0,025	0,1	0,6607	0,5826
28	0,06	0,11	0,02	0,09	0,5018	0,4371
29	0,12	0,08	0,07	0,045	0,3166	0,1613
30	0,2	0,06	0,6	0,06	0,608	0,6008
31	0,15	0,06	0,07	0,06	0,1937	0,2258
32	0,21	0,06	0,1	0,06	0,2128	0,3308
33	0,06	0,07	0,04	0,04	0,0575	0,0293