

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RODRIGO FIOROTTI

**METODOLOGIA PARA DETERMINAR A POTÊNCIA FIRME DAS
UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E SUA APLICAÇÃO NO
PROCESSO DE PREVISÃO DE DEMANDA DAS REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

VITÓRIA
2015

RODRIGO FIOROTTI

**METODOLOGIA PARA DETERMINAR A POTÊNCIA FIRME DAS
UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E SUA APLICAÇÃO NO
PROCESSO DE PREVISÃO DE DEMANDA DAS REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE, do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo - UFES, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Profa. Dra. Jussara Farias Fardin

Coorientador: Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação

VITÓRIA
2015

Dados Internacionais de Catalogação-na-publicação (CIP)
(Biblioteca Setorial Tecnológica,
Universidade Federal do Espírito Santo, ES, Brasil)

F521m Fiorotti, Rodrigo, 1990-
Metodologia para determinar a potência firme das unidades de geração distribuída e sua aplicação no processo de previsão de demanda das redes de distribuição de energia elétrica / Rodrigo Fiorotti. – 2015.
82 f. : il.

Orientador: Jussara Farias Fardin.
Coorientador: Lucas Frizera Encarnação.
Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) –
Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico.

1. Redes elétricas – Planejamento. 2. Energia elétrica – Distribuição. 3. Geração distribuída de energia elétrica. 4. Método de Monte Carlo. 5. Previsão de carga (Energia elétrica). 6. Potência firme (Energia elétrica). I. Fardin, Jussara Farias. II. Encarnação, Lucas Frizera. III. Universidade Federal do Espírito Santo. Centro Tecnológico. IV. Título.

CDU: 621.3

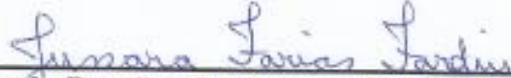
RODRIGO FIOROTTI

**METODOLOGIA PARA DETERMINAR A POTÊNCIA FIRME DAS
UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E SUA APLICAÇÃO NO
PROCESSO DE PREVISÃO DE DEMANDA DAS REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

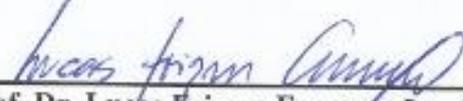
Dissertação submetida ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 15 de dezembro de 2015.

COMISSÃO EXAMINADORA



Prof. Dra. Jussara Farias Fardin - Orientador
Universidade Federal do Espírito Santo - UFES



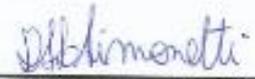
Prof. Dr. Lucas Frizer Encarnação - Coorientador
Universidade Federal do Espírito Santo - UFES



Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho - Examinador Externo
Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP



Prof. Dr. Clainer Bravin Donadel - Examinador Externo
Instituto Federal do Espírito Santo - IFES



Prof. Dr. Domingos Sávio Lirio Simonetti - Examinador Interno
Universidade Federal do Espírito Santo - UFES

“Existem muitas hipóteses em ciência que estão erradas. Isso é perfeitamente aceitável, elas são a abertura para achar as que estão certas.”

(Carl Sagan)

DEDICATÓRIA

À minha família e meus orientadores

AGRADECIMENTOS

- Aos meus pais por formar meu caráter e meus valores com base no amor que me criaram e nos conselhos – reforçados com o próprio exemplo. Além do aporte financeiro investido na minha formação acadêmica.
- Ao amigo Clainer Bravin Donadel, o qual também considero meu orientador, pela competência que orientou o projeto e por me ensinar a ser uma pessoa mais produtiva e organizada.
- Aos meus orientadores, Jussara Farias Fardin e Lucas Frizera Encarnação, pelos ensinamentos no decorrer da minha graduação e do mestrado, pela oportunidade de ter profissionais competentes me orientando e, principalmente, na forma humana que coordenam a pesquisa do LEPAC.
- Aos colegas do LEPAC, pelos conhecimentos compartilhados e os bons momentos vivenciados juntos.
- Aos colegas da EDP/Escelsa, pelo bom convívio e o conhecimento adquirido durante meu estágio na empresa, além da ajuda no decorrer do mestrado, a qual foi essencial para a realização do trabalho.
- À FAPES, pela concessão da minha bolsa de mestrado.

RESUMO

O planejamento da expansão do sistema de distribuição tem como objetivo definir um plano de obras para atender o aumento de demanda previsto das redes de distribuição de energia elétrica obedecendo aos requisitos mínimos de qualidade de energia a um custo mínimo global para o sistema. Para determinar a demanda futura dos alimentadores, é necessário utilizar uma metodologia de previsão de carga, entretanto, as metodologias tradicionais de previsão de carga não possuem precisão satisfatória em redes que possuem unidades de geração distribuída – principalmente os geradores eólicos e os painéis fotovoltaicos. Tal fato ocorre como consequência da intermitência e a volatilidade dos perfis de irradiação solar e de velocidade do vento.

A principal contribuição desta dissertação é propor uma metodologia para determinar a potência firme das unidades de geração distribuída, a qual ainda não encontrada na literatura especializada. A metodologia aplica a simulação de Monte Carlo para modelar potência gerada pelas fontes eólica e fotovoltaica, preservando sua natureza estocástica e, a partir dos seus resultados probabilísticos, a potência firme é definida com aplicação da ferramenta de análise de riscos *Value at Risk*. A metodologia proposta tem como função ser inserida nos procedimentos de previsão de carga tradicionais, tornando-as capazes de lidar com a natureza estocástica destas unidades de geração distribuída. Por fim, a metodologia foi aplicada utilizando dados reais de alimentadores e séries históricas de velocidade do vento e de irradiação solar de uma mesma região de estudo, mostrando a influência das unidades de geração distribuída na variação do pico anual de demanda dos alimentadores e no plano de obras da concessionária.

Palavras – chave: planejamento técnico, previsão de carga, geração distribuída, redes de distribuição de energia, potência firme.

ABSTRACT

The expansion planning of distribution networks aims to define a plan of works to suit the expected increase in demand of electricity distribution networks complying with the minimum requirements of power quality with a minimal global cost. To determine future demand feeders, it is necessary apply a methodology of load forecasting, however, the traditional methods of load forecasting do not have satisfactory precision in networks that have distributed generation units - especially when there are wind generators and photovoltaic panels. Such fact occurs as a consequence of the volatility and intermittency of wind speed and solar irradiation profiles.

The main contribution of this dissertation is propose a methodology to determine the firm capacity of distributed generation units, which has not yet found in the specialized literature. The methodology applies the Monte Carlo simulation to model the power generated from wind and photovoltaic sources, preserving their stochastic nature and, from their probabilistic results, the firm capacity is defined by the application of risk analysis tool Value at Risk. The proposed methodology has as its objective to be inserted in the traditional load forecasting procedures, making them able to deal with the stochastic nature of distributed generation units. Finally, the methodology was applied using real data of feeders, wind speed and solar irradiation time series of the same study area, showing the influence of distributed generation units in the variation of the annual peak demand of feeders and in the plan of works of distribution network operators.

Keywords: technical planning, load forecasting, distributed generation, electricity distribution networks.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE TABELAS	xiv
LISTA DE QUADROS	xv
LISTA DE ABREVIATURAS	xvi
CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO	17
1.2 – Objetivos do trabalho.....	19
1.2 – Organização do Trabalho.....	19
CAPÍTULO 2: REFERENCIAL TEÓRICO	21
2.1 – Previsão de Carga	21
2.1.1 – Métodos Paramétricos	22
2.1.1.1 – Análise de Tendência (<i>Trend Analysis</i>)	23
2.1.1.2 – Modelo de Usos Finais (<i>End – Use</i>).....	23
2.1.1.3 – Métodos Econométricos	25
2.1.2 – Métodos Baseados na Inteligência Artificial.....	25
2.1.2.1 – Redes Neurais Artificiais	26
2.1.2.2 – Algoritmos Genéticos.....	27
2.2 – Geração Distribuída.....	28
2.2.1 – Tecnologias de Geração Distribuída.....	31
2.2.1.1 – Tecnologias não Renováveis.....	31
2.2.1.2 – Tecnologias Renováveis.....	32
2.2.2 – Potência Gerada pelas GDs	36
2.2.2.1 – Potência Gerada pelas turbinas eólicas.	36
2.2.2.2 – Potência Gerada pelos Painéis Fotovoltaicos.....	40
2.3 – Planejamento da Expansão da Distribuição Segundo as Diretrizes Brasileiras	41
2.3.1 – Previsão de Demanda (Brasil, 2015b)	41
2.3.2 – Critérios e Estudos de Planejamento (Brasil, 2015b).....	43
CAPÍTULO 3: METODOLOGIA PROPOSTA.....	45
3.1 – Coleta dos Dados Históricos e Organização dos Dados.....	46
3.2 – Modelo Probabilístico da Velocidade do Vento e a Modelagem da Potência Gerada pelos Geradores Eólicos.	47
3.3 – Modelo Probabilístico da Irradiação Solar e a Modelagem da Potência Gerada pelos Painéis Fotovoltaicos.....	49
3.4 – Determinação da Potência Firme das GDs.....	51

3.5 – Determinação da Variação do Pico Anual de Demanda.....	54
3.6 – Inserção da Metodologia no Processo de Previsão de Demanda.....	55
CAPÍTULO 4: RESULTADOS	56
4.1 – Levantamento dos dados históricos	56
4.2 – Simulação de Monte Carlo	56
4.2.1 – Geração Eólica.....	56
4.2.2 – Geração Fotovoltaica	60
3.2.3 – Potência Gerada pelas GDs	63
3.3 – Potência Firme das GDs	64
4.4 – Método da Superposição	66
4.5 – Distribuição Espacial das GDs nos Alimentadores	70
CAPÍTULO 5: CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES DE TRABALHOS FUTUROS.....	76
5.1 – Recomendações de trabalhos futuros	76
REFERÊNCIAS	78
ANEXO A: FAIXAS DE CLASSIFICAÇÃO DE TENSÕES - TENSÕES EM REGIME PERMANENTE.....	81
APÊNDICE A: PRODUÇÃO CIENTÍFICA.....	82

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Principais finalidades de uso final de energia para diferentes estratos de clientes.	24
Figura 2 – Estrutura típica de uma rede neural artificial.	26
Figura 3 – Fluxograma de um AG típico.	28
Figura 4 – Classificação das GDs em função da sua fonte primária de energia.	33
Figura 5 – Classificação em relação ao nível de penetração das GDs na rede.	35
Figura 6 – Estágios básicos do sistema de conversão de energia de um gerador eólico.	37
Figura 7 – Curva de potência de saída em função da velocidade do vento no gerador eólico.	38
Figura 8 – Comparação entre as curvas de potência gerada do fabricante e do método polinomial.	39
Figura 9 – Parte da série histórica da irradiação solar	46
Figura 10 – Curvas típicas da potência turbinas utilizando controle de <i>stall</i> e de passo.	48
Figura 11 – Procedimento para realizar a simulação de Monte Carlo	52
Figura 12 – PDF da potência gerada pelas GDs no período (janeiro – 16 horas) e seu respectivo VaR.	53
Figura 13 – Exemplo de curva anual da potência firme das GDs.	54
Figura 14 – PDF da série histórica em (Jan – 15 horas) e a gerada pela simulação de Monte Carlo.	57
Figura 15 – Comparação entre a curva da potência gerada pelos GE do manual do fabricante e da modelagem	59
Figura 16 – PDF da potência gerada pelos GEs no intervalo (Jan – 15 horas)	60
Figura 17 – PDF da série histórica da irradiação solar em (Jan – 15 horas) e a gerada pelos números “aleatórios”	61
Figura 18 – PDF da potência gerada pelos PVs no intervalo (Jan – 15 horas)	62
Figura 19 – PDF da potência gerada pelas GDs no intervalo (Jan – 15 horas)	63
Figura 20 – PDF da potência gerada pelas GDs (Jan – 15) e seu respectivo VaR	64
Figura 21 – Curva anual da potência firme de diferentes grupos de GDs.	65
Figura 22 – Curva anual da potência firme das GDs para diferentes valores de ζ .	66
Figura 23 – Curva anual de potência demandada pelo alimentador 1	67
Figura 24 – Curva anual de potência demandada pelo alimentador 2	68
Figura 25 – Curva anual de potência demandada pelo alimentador 3	68
Figura 26 – Demanda anual de pico do alimentador 1 em função do nível de confiança	69
Figura 27 – Demanda anual de pico do alimentador 2 em função do nível de confiança	70
Figura 28 – Pesos das quadrículas do alimentador 1	71
Figura 29 – Pesos das quadrículas do alimentador 2	71

Figura 30 – Condutores em sobrecarga do alimentador 1	72
Figura 31 – Fronteira de Pareto dos investimentos em função do nível de confiança do alimentador 1	73
Figura 32 – Condutores em sobrecarga do alimentador 2	74
Figura 33 – Fronteira de Pareto dos investimentos em função do nível de confiança do alimentador 2	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Categorias de GD em função da sua carga instalada por Ackermann, Andersson e Söder (2001).....	30
Tabela 2 – Categorias de GD em função da sua carga instalada segundo Severino (2008).....	30
Tabela 3 – Pico anual de demanda nos alimentadores com e sem GDs.....	69
Tabela 4 – Pontos de conexão em tensão nominal igual ou superior a 230 kV	81
Tabela 5 – Pontos de conexão em tensão nominal igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV.....	81
Tabela 6 – Pontos de conexão em tensão nominal igual ou superior a 1 kV e inferior a 69 kV	81
Tabela 7 – Pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127).....	81

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Fontes de energia e suas principais interfaces de conexão	35
Quadro 2 – Especificações técnicas dos geradores eólicos utilizados.....	57
Quadro 3 – Potência gerada pelos GEs em função da velocidade do vento.....	58
Quadro 4 – Coeficientes do polinômio de grau 9	58
Quadro 5 – Especificações técnicas dos painéis fotovoltaicos utilizados	61

LISTA DE ABREVIATURAS

AGs	Algoritmos Genéticos
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
DIT	Demais Instalações de Transmissão
GDs	Unidades de Geração Distribuída
GEs	Geradores Eólicos
GLP	Gás Liquefeito do Petróleo
PC	Previsão de Carga
PCHs	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PDF	<i>Probability Density Function</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PVs	Painéis Fotovoltaicos
SDAT	Sistemas de Distribuição de Alta Tensão
SDMT	Sistemas de Distribuição de Média Tensão
VaR	<i>Value at Risk</i>

CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro foi reestruturado a partir da segunda metade da década de 1990, mais especificadamente com a homologação da Lei nº 9.427, de dezembro de 1996 (Brasil, 1996). Dentre as mudanças, destacam-se a migração do monopólio estatal para um modelo de mercado, com a entrada de novos agentes no controle das empresas de distribuição de energia e novos investidores, papel anteriormente exercido pelo Estado; e a separação dos segmentos da indústria de energia elétrica (geração, transmissão, distribuição e comercialização), antes reunidos em uma única empresa regional.

Devido à característica do mercado dos setores de geração e comercialização serem ambientes competitivos, eles não requerem uma forte regulamentação econômica, pois a própria concorrência do mercado converge para um equilíbrio financeiro (preço de equilíbrio). Em contrapartida, os setores de transmissão e distribuição, cujas características são de monopólio natural, é necessária a atuação da agência reguladora do setor elétrico (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL) que define as diretrizes para calcular a tarifa de energia elétrica com o intuito de garantir o equilíbrio econômico da concessão do serviço público e promover a modicidade tarifária (Fugimoto, 2010).

De acordo com Donadel (2015):

No caso de distribuidoras de energia elétrica, diversos elementos de desempenho são considerados no cálculo periódico das tarifas: empresa de referência, índices de perdas de energia e prudência dos investimentos realizados em ativos elétricos (definidos pelo processo de planejamento técnico da distribuidora), dentre outros definidos pela Resolução Normativa ANEEL nº 234/2006.

Desta forma, é de responsabilidade exclusiva dos agentes distribuidores a decisão de realizar ou postergar investimentos em ativos, bem como decidir pelo tipo de investimento que deverá ser realizado em cada ano do horizonte de planejamento, cabendo à agência reguladora o papel de fiscalizar a prestação do serviço público. Fica também a cargo do agente distribuidor a busca pela melhoria contínua de seus processos técnicos internos.

Dentro de qualquer modelo de negócio, uma função crítica para se obter sucesso no processo de planejamento de uma empresa é sua capacidade de prever a quantidade de seus negócios no futuro. As previsões servem como base para diversos estudos técnicos e econômicos que permitem otimizar os lucros e atender as necessidades dos clientes.

No planejamento técnico de uma distribuidora de energia, a variável a ser prevista é a carga ao longo de sua infraestrutura, a qual é obtida a partir de uma metodologia de previsão de carga (PC) espacial. PC espacial é definida como o processo pelo qual se determina a carga em cada ponto da rede elétrica, em determinados períodos de tempo (Carreno e Padilha-Feltrin, 2008). Esta ferramenta é de vital importância para as empresas concessionárias de energia elétrica, devido ao fato dos resultados dessas previsões serem os principais dados de entrada para a realização dos estudos que determinam os investimentos de expansão e reforços de infraestrutura, e seus respectivos tempos ótimos de entrada. Tais investimentos são necessários para atender o crescimento da demanda da rede obedecendo aos requisitos mínimos de qualidade de energia a um custo mínimo global.

A precisão de uma PC de longo prazo (horizonte maior que 1 ano) tem significativo efeito nos resultados do planejamento técnico da distribuição. Por exemplo, a superestimação da demanda de carga resulta em gastos desnecessários com a instalação de equipamentos para a expansão do sistema e na compra excessiva de energia no mercado, causando prejuízos financeiros para as empresas concessionárias de energia (Al-Hamadi e Soliman, 2005). Todavia, a subestimação da demanda pode causar multas devido ao não atendimento dos requisitos mínimos da qualidade da energia, a necessidade de compra de energia no curto prazo (com preço mais elevado) para o suprimento da energia não prevista, além da insatisfação dos clientes devido à baixa confiabilidade (interrupções frequentes no fornecimento) e a qualidade da energia entregue.

A previsão de demanda espacial tradicional em sistemas de distribuição possui diversas metodologias consagradas (com precisão satisfatória), embora geralmente se aplique metodologias que requerem modelagens complexas e grande quantidade de dados (Ghods e Kalantar, 2008). Com a inserção das unidades de geração distribuída (GDs) nos alimentadores, realizar uma PC neste cenário se tornou uma tarefa ainda mais complexa, principalmente quando existem painéis fotovoltaicos (PVs) e geradores eólicos (GEs) conectados. Tal fato ocorre por consequência da volatilidade e intermitência dos perfis da velocidade do vento e da irradiação solar, os quais tornam a produção de energia do gerador eólico (GE) e do painel fotovoltaico (PV) de natureza estocástica (Zhao e outros, 2014).

Uma alternativa amplamente utilizada na literatura para lidar com as características das GDs supracitadas é a simulação de Monte Carlo, pois tal ferramenta possui a vantagem de

preservar as características estocásticas da potência fornecida pelos GEs e PVs, gerando resultados probabilísticos na forma de funções de densidade de probabilidade (do inglês *probability density function* - PDF). Os trabalhos de Qader e Qamber (2010), Mokryani e Siano (2013b), Zhao e outros (2014) e Abdelaziz e outros (2015) são exemplos na literatura que utilizam essa abordagem.

Entretanto, ainda não foi encontrada na literatura uma metodologia capaz de determinar a potência firme das GDs, considerando um intervalo de confiança, cujos resultados serão essenciais para analisar o impacto causado pelas GDs na variação do pico de demanda dos alimentadores.

1.2 – Objetivos do trabalho

Neste contexto, esta dissertação tem como objetivo propor uma metodologia inovadora para determinar a potência firme das GDs, cuja abordagem utiliza a ferramenta de análise de risco *Value at Risk* (VaR), a partir dos resultados probabilísticos da potência gerada pelas GDs obtidos com a simulação de Monte Carlo. Neste estudo, os tipos de GDs consideradas são os PVs e os GEs, ambos conectados nos alimentadores de distribuição.

Ademais, será avaliado o impacto desta nova metodologia no processo de planejamento técnico em redes de distribuição reais - mais especificadamente na variação do pico anual de demanda dos alimentadores e no plano de obras da concessionária; mostrando que seus resultados são coerentes e a facilidade das empresas distribuidoras de energia elétrica para incorporá-la na sua metodologia de PC.

1.2 – Organização do Trabalho

O trabalho foi dividido em 5 capítulos. Os parágrafos a seguir apresentam os principais temas que são abordados por cada um deles.

No Capítulo 2 é apresentada uma revisão bibliográfica sobre as temáticas correlatas à dissertação. O capítulo começa descrevendo sobre metodologias tradicionais de previsão de

carga, posteriormente descreve sobre geração distribuída, mostrando suas características, classificações e os modelamentos matemáticos da potência gerada pelos painéis fotovoltaicos e pelos geradores eólicos. E por fim, uma breve descrição do processo de planejamento da expansão das redes de distribuição a partir das diretrizes do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST).

O Capítulo 3 descreve a metodologia desenvolvida pelo autor para determinar a potência firme gerada por grupos de GDs, sendo que cada etapa desta metodologia é explicada de forma individual.

O Capítulo 4 é responsável pela apresentação dos resultados obtidos a partir da metodologia proposta usando dados técnicos, econômicos e meteorológicos reais de uma região brasileira.

O Capítulo 5 apresenta as conclusões obtidas no trabalho, comentando as vantagens e desvantagens da metodologia proposta, além de delinear os trabalhos futuros que podem complementar a metodologia proposta nessa dissertação.

CAPÍTULO 2: REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo será realizada uma revisão bibliográfica da literatura especializada sobre os assuntos correlatos a metodologia proposta nessa dissertação, como a previsão de carga, a geração distribuída e o processo de planejamento da expansão das redes de distribuição.

2.1 – Previsão de Carga

Para realizar diversos estudos técnicos e econômicos de uma distribuidora de energia elétrica, previamente é necessário conhecer a potência demandada em cada ponto da rede elétrica, para predeterminados períodos de tempo; tais resultados são obtidos a partir da aplicação de uma metodologia de PC.

Na literatura, usualmente as metodologias de PC são divididas em 3 grupos com base no horizonte de tempo que é realizada a previsão. A PC de curto prazo corresponde às previsões com horizontes de poucos minutos até uma semana. Na PC de médio prazo, o tempo de previsão varia entre uma semana e um ano. Por fim, é classificada PC de longo prazo aquelas que possuem horizontes acima de um ano (Campbell e Adamson, 2006; Baglaeva, 2011).

Cada uma das PC supracitadas possuem características próprias. Uma característica importante se baseia na precisão dos resultados, em que é observado o fato de que, quanto maior for o horizonte da previsão, menor tende a ser a precisão da metodologia. Por exemplo, uma PC de curto prazo geralmente possui precisão entre 1% e 3%. Em contrapartida, as PC de longo prazo raramente conseguem atingir tal precisão e ainda necessitam de uma quantidade maior de dados.

Os tipos de PC também se diferem em relação à aplicação, sendo que o resultado obtido a partir de uma PC de curto prazo tem como principal aplicação servir como base de dados para realizar operação dos sistemas elétricos. Por exemplo, para realizar o despacho econômico das centrais geradoras, o operador do sistema deve conhecer a demanda futura (no curto prazo) para escolher quais centrais geradoras devem ser despachadas para atender a demanda da rede a um custo mínimo global para o sistema.

Por outro lado, os resultados de uma PC de longo prazo são um dos principais dados de entrada para as metodologias de planejamento da expansão do sistema elétrico e servem como um indicador para realizar compra de energia no longo prazo. Desta forma, a precisão de uma PC de longo prazo influencia diretamente nos lucros das concessionárias de energia elétrica, visto que uma superestimação da demanda de carga resulta em gastos desnecessários com a instalação de equipamentos para a expansão do sistema e na compra excessiva de energia no mercado, causando prejuízos financeiros para as empresas concessionárias de energia (Al-Hamadi e Soliman, 2005).

Todavia, a subestimação da demanda pode causar multas devido ao não atendimento dos requisitos mínimos da qualidade da energia, a necessidade de compra de energia no curto prazo (com preço mais elevado) para o suprimento da energia não prevista, além da insatisfação dos clientes devido à baixa confiabilidade (interrupções frequentes no fornecimento) e a qualidade da energia entregue.

Segundo Ferreira (2006), a determinação do método mais adequado para a previsão não depende apenas do grau de precisão dos resultados; outros fatores tais como a quantidade e a natureza dos dados disponíveis, a facilidade de uso das metodologias, a interpretação dos resultados e a capacidade de adequação dos modelos a novos cenários são fatores que devem ser considerados na escolha do método.

Os métodos de PC são classificados em duas categorias em relação aos modelos utilizados: métodos paramétricos e métodos baseados na inteligência artificial.

2.1.1 – Métodos Paramétricos

Os métodos paramétricos se baseiam em determinar a previsão de demanda de forma determinística. Ou seja, através da extração de dados modelados em funções matemáticas, tais como: séries históricas de demanda, dados climáticos, fatores econômicos, perfil dos usuários, demografia, preço da energia, entre outros. Os métodos mais comuns são os de análise de tendência (*trend analysis*), modelo do usuário final (*end-use models*) e os modelos econométricos (Baglaeva, 2011).

2.1.1.1 – Análise de Tendência (*Trend Analysis*)

O método de análise de tendência se baseia em extrair o conhecimento das séries históricas da potência demandada na região de estudo, e com este dado, a demanda futura é calculada unicamente a partir de funções dependentes do tempo, ou seja, não usa nenhuma correlação com outros fatores que tenham influência na demanda da rede.

A principal vantagem deste método se baseia na sua simplicidade e facilidade de uso, além do fato de não precisar de uma grande quantidade de dados – apenas se utiliza a série histórica da demanda. Esta abordagem geralmente é utilizada em PC de curto prazo, pois neste curto período de tempo pode-se desconsiderar alterações significativas nos cenários externos que influenciam a demanda (Ferreira, 2006).

Para PC de longo prazo, esta abordagem apenas é utilizada para locais em que a série histórica possui uma tendência bem definida ou que sofre pouca influência dos fatores externos. Outra alternativa é utilizar modelos híbridos, ou seja, utilizar a análise de tendência (a fim de aproveitar sua simplicidade) junto com outras técnicas que conseguem modelar a influência dos fatores exógenos que influenciam nos resultados (Ferreira, 2006).

A desvantagem deste método é que se tem apenas um dado como resultado - a demanda futura. Desta forma, não se conhece quais fatores influenciaram a variação de demanda e em quais pontos específicos eles ocorreram.

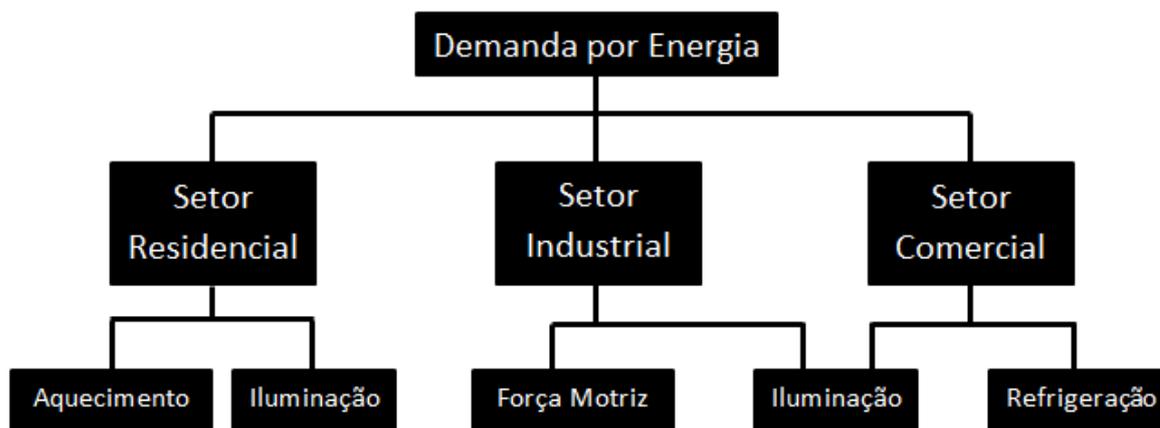
2.1.1.2 – Modelo de Usos Finais (*End – Use*)

Essa abordagem é realizada com base em informações estatísticas sobre os clientes junto com sua dinâmica de mudança de utilização de equipamentos. Estes modelos utilizam uma vasta quantidade de informação sobre os clientes, tais como: tamanho do terreno, tamanho da casa, classe social, hábitos de consumo, entre outros (Baglaeva, 2011).

Modelos de usos finais estratificam os clientes em grupos com características semelhantes (residenciais, industriais e comerciais) e se baseiam no fato de que a quantidade de energia

gasta pelos clientes deriva da finalidade do seu uso – luz, tração, refrigeração, etc. A Figura 1 mostra as principais finalidades de uso de energia para os diversos estratos de clientes.

Figura 1 – Principais finalidades de uso final de energia para diferentes estratos de clientes.



Fonte: Adaptada de Ferreira (2006)

Segundo Baglaeva (2011), o consumo de energia de cada finalidade de uso de cada setor é calculado pela Equação (1). O somatório de todas as potências das finalidades de uso (E) de todos os estratos de clientes define a potência total do sistema, com este dado, a demanda de pico do sistema pode ser definida através do seu fator de carga.

$$E = S * N * P * H \quad (1)$$

Onde:

E = energia consumida por uma finalidade de uso;

S = números de equipamentos por clientes;

N = número de clientes;

P = potência nominal de cada equipamento;

H = horas de uso do equipamento.

As vantagens dessa abordagem estão relacionadas à boa precisão que essa metodologia pode obter e que os resultados podem ser utilizados para outros fins – estudos de melhorias de eficiência energética dos equipamentos e substituição de fontes de energia. Em contrapartida, tem a desvantagem de necessitar de uma grande quantidade de dados confiáveis.

2.1.1.3 – Métodos Econométricos

Os modelos econométricos são baseados em determinar a relação entre a potência demandada e os fatores que a influenciam (temperatura, fatores econômicos, programas de eficiência energética, entre outros), utilizando como dados de entrada suas respectivas séries históricas. As técnicas mais utilizadas para determinar tais relações são o método mínimos quadrados e as séries temporais. Desta forma, a demanda se torna uma variável dependente, que é expressa em função dos fatores de influência - fatores que influenciam no seu consumo (Ferreira, 2006). A vantagem de utilizar este método é que o resultado final não mostra apenas a demanda futura, mas também explica quais fatores foram responsáveis por esta mudança (Baglaeva, 2011).

Todavia, essa abordagem é baseada em equações matemáticas de caráter não adaptativo às mudanças no ambiente (são baseadas apenas nas séries históricas da demanda e dos fatores de influência), sendo assim, geralmente este método tem aplicabilidade apenas para previsões de curto prazo – em que se admite que transformações substanciais na estrutura econômica, social e tecnológica não ocorrem - a grande limitação é a incapacidade de prever situações novas, provenientes da influência de fatores exógenos (Ferreira, 2006). Com as mudanças que serão geradas a partir da implantação da filosofia *smart grids* nas redes, fica inviável utilizar esta abordagem não adaptativa neste cenário.

2.1.2 – Métodos Baseados na Inteligência Artificial

Os métodos baseados em inteligência artificial se tornaram bem populares. No âmbito de PC, este campo de pesquisa é relativamente novo (em relação aos métodos paramétricos) e vem ganhando espaço devido sua característica de se auto adaptar às variações do ambiente.

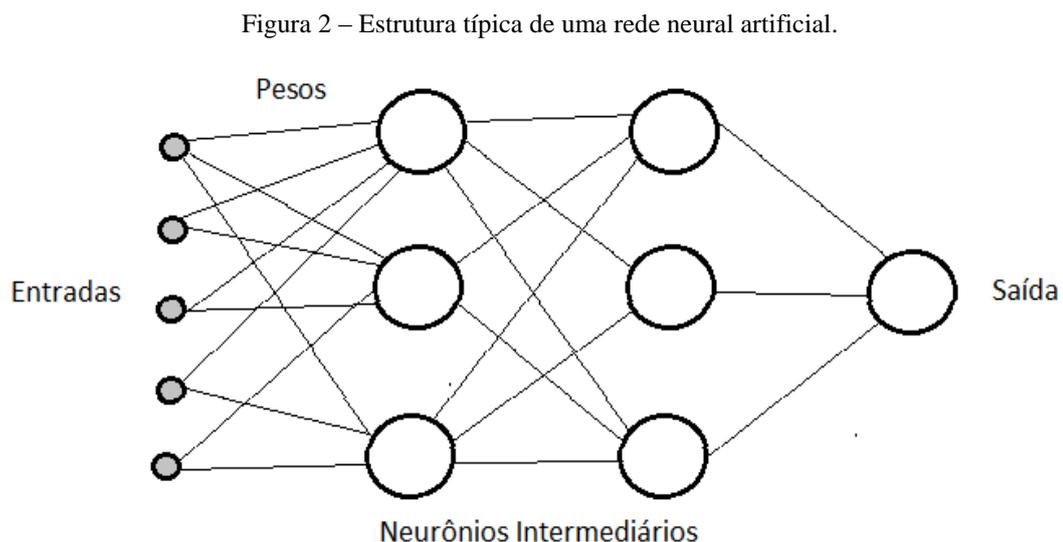
A expressão inteligência artificial é uma expressão comumente utilizada para se referir aos campos das redes neurais artificiais, algoritmos genéticos, entre outros.

2.1.2.1 – Redes Neurais Artificiais

As redes neurais artificiais são técnicas computacionais que apresentam um modelo matemático inspirado na estrutura neural dos organismos inteligentes, inclusive seu comportamento - aprendendo, errando e fazendo descobertas, fazendo com que sua principal característica seja adquirir conhecimento através da experiência.

Os métodos baseados em redes neurais artificiais são utilizados em diversas áreas dos sistemas elétricos de potência, tais como diagnóstico de faltas, análise de segurança e PC. Sua popularidade no campo de PC é atribuída ao fato desta técnica possuir a habilidade de mapear relações não lineares complexas e sua característica adaptativa. Na maioria dos casos são utilizadas em PC de curto prazo, mas também podem ser utilizadas em horizontes de longo prazo (Ghods e Kalantar, 2008).

A estrutura de funcionamento de uma rede neural é distribuída paralelamente em forma de um grafo distribuído em camadas (camadas de entrada, intermediárias e de saída). As estruturas dos nós de um grafo correspondem aos elementos de processamento (neurônios) e as arestas são conexões que funcionam como caminhos de condução em uma única direção. Um exemplo da estrutura de uma rede neural artificial está mostrado na Figura 2.



Fonte: Produção do próprio autor.

As entradas representam os estímulos externos que possuem influência sobre a variável a ser prevista, tais estímulos são multiplicados por pesos que indicam o nível de sua influência na saída. Nos neurônios é realizada a soma ponderada (estímulo vezes o peso) de todos os sinais que chegam nele, se este valor chega a um limiar (limite), a unidade produz uma saída (nível de atividade) que será transmitida a outros neurônios ou à saída da rede neural. Sendo assim, a saída é definida como a soma de todos os níveis de atividade que chegam até ela.

Porém, para as redes neurais artificiais adquirirem conhecimento a partir da experiência, torna-se necessário aplicar métodos de treinamento. O método de treinamento mais utilizado em PC é o *feed-forward back propagation*, tal método tem um mecanismo de atuação e aprendizado que corrige os pesos das conexões quando é detectado um erro na saída da rede neural (Baglaeva, 2011).

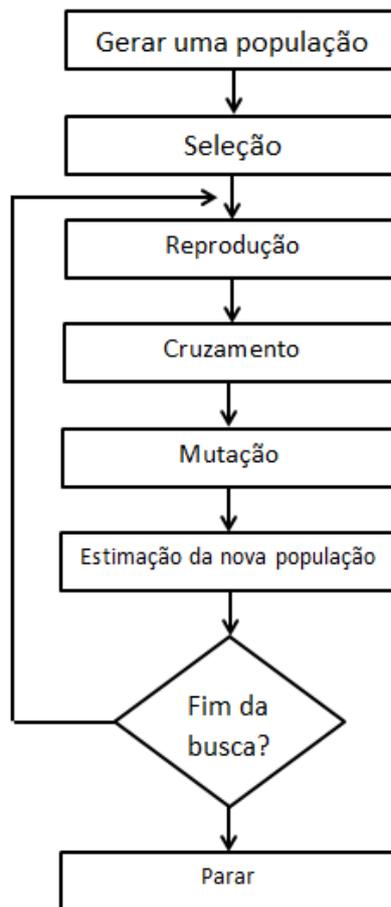
2.1.2.2 – Algoritmos Genéticos

Os Algoritmos Genéticos (AGs) são técnicas iterativas para resolver problemas de busca e otimização utilizando os princípios da seleção natural e da genética. No caso de uma PC, a função objetivo a ser minimizada pelos AGs é o erro absoluto da previsão, ou seja, a intenção do método é obter a maior precisão possível.

A busca dos processos de otimização começam a partir de uma população inicial (conjunto de possíveis soluções), que combinam os melhores representantes desta população (soluções mais plausíveis), obtendo uma nova população, que passa a substituir à anterior. A cada iteração é gerada uma nova população tende a apresentar novas e melhores soluções para o problema em questão, culminando com a sua convergência (Filitto, 2008). O fluxograma mostrado na Figura 3 mostra o procedimento geral de um Algoritmo Genético.

Depois de gerada a população inicial, deve ser realizado o processo de seleção, que consiste em escolher os elementos da população que participarão do processo de reprodução, isto é, selecionar os pais dos indivíduos que estarão presentes na nova população. Esta escolha deve ser feita de tal forma que os membros da população mais adaptados ao meio ambiente tenham maior chance de reprodução, isto é, àqueles que apresentam um valor da função *fitness* (peso que representa sua probabilidade de ser escolhido no processo de reprodução) mais elevado.

Figura 3 – Fluxograma de um AG típico.



Fonte: Adaptada de Filitto (2008)

A etapa de cruzamento (*crossover*) se baseia em gerar os cromossomos dos filhos a partir de uma combinação dos cromossomos dos pais, ou seja, os filhos herdam as características dos pais. E por fim, a mutação consiste em realizar mudanças aleatórias dos genes dos cromossomos dos filhos.

2.2 – Geração Distribuída

Apesar do termo geração distribuída (GD) parecer novo, em 1882, Thomas A. Edison instalou a primeira central geradora em Nova York, que fornecia energia para lâmpadas incandescentes para cerca de 59 clientes em uma área de aproximadamente 1 km². Tal central caracteriza o conceito mais simples para GD, uma fonte geradora localizada próxima à carga (Dias, Borotni e Haddad, 2005).

Com o desenvolvimento dos transformadores e por consequência das restrições tecnológicas da época, o uso da corrente alternada possibilitou o atendimento de cargas distantes das centrais geradoras, tornando mais viável o modelo de grandes centrais de geração com extensas linhas de transmissão e distribuição de energia (Dias, Borotni e Haddad, 2005).

Porém, atualmente existe um caminho natural para a evolução das redes de distribuição tradicionais para as denominadas *smart grids*, que têm como uma das principais características a penetração das GDs no sistema de distribuição. Essa tendência está atrelada a diversos fatores técnicos, econômicos, sociais e ambientais. Dentre eles, vale destacar:

- Percepção da população relacionada aos problemas causados pelos gases que geram o efeito estufa.
- O aumento contínuo do consumo de energia, tornando necessário buscar fontes alternativas de produção de energia.
- Necessidade de aumentar a confiabilidade do suprimento do sistema, pois a inserção das GDs utilizando fontes alternativas, diversifica a matriz energética, aumentando a segurança do suprimento ao diminuir a dependência exclusiva de alguns tipos de recursos (Guedes, 2013).
- Melhoria da qualidade da energia entregue ao cliente em relação à tensão, frequência, conteúdo harmônico, entre outros; com a implementação da filosofia *smart grids* utilizada com gerenciamento adequado.
- Avanço da tecnologia que proporcionou a redução do custo da produção da energia das fontes alternativas (principalmente solar e eólica), tornando-as mais competitivas no mercado, além do aperfeiçoamento dos conversores para conectá-las à rede.
- Necessidade de diminuir as perdas técnicas e os investimentos nos sistemas de transmissão e distribuição, aos quais podem ser obtidos com a inserção de unidades de geração distribuída (GDs).

Por outro lado, esta nova configuração de rede tem a desvantagem de tornar estudos técnicos no sistema de distribuição mais complexos, principalmente quando atinge altos níveis de penetração de GD, necessitando de novos procedimentos de operação, controle, planejamento, proteção da rede e inclusive, novas metodologias de PC.

Segundo Ackermann, Andersson e Söder (2001), a GD é definida como a instalação de unidades geradora de energia elétrica conectadas diretamente à rede de distribuição ou no lado do consumidor (rede BT). Vale destacar que a definição supracitada não leva em consideração o porte e o tipo das fontes geradoras, ou seja, o que a define é a sua proximidade da carga. Este mesmo autor divide os tipos de geração distribuída em função da sua potência instalada em 4 grupos, os quais estão mostrados na Tabela 1.

Tabela 1 – Categorias de GD em função da sua carga instalada por Ackermann, Andersson e Söder (2001).

Categorias	Carga Instalada (kW)
Micro	Menor que 5
Pequena	Entre 5 e 5000
Média	Entre 5000 e 50000
Grande	Maior que 50000

Fonte: Produção do próprio autor

Porém, as faixas de valores destas categorias são influenciadas pela máxima potência que pode ser conectada ao sistema de distribuição, que é vinculada ao nível de tensão nominal do mesmo. Segundo (Severino, 2008) as faixas de valores definidos por (Ackermann, Andersson e Söder, 2001) não são adequados à realidade brasileira e que uma melhor classificação seria a mostrada na Tabela 2.

Tabela 2 – Categorias de GD em função da sua carga instalada segundo Severino (2008).

Categorias	Carga Instalada (kW)
Micro	Menor que 10
Pequena	Entre 10 e 500
Média	Entre 500 e 30000
Grande	Maior que 30000

Fonte: Produção do próprio autor

Um marco no setor elétrico brasileiro foi a homologação da resolução normativa 482/2012, a qual estabelece as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, que teve como principal consequência a potencial

penetração das GDs nos sistemas de distribuição. Ademais, a resolução normativa 482/2012 definiu que os termos micro e minigeração distribuída consistem na produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conectadas às redes de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Além disso, os termos micro e minigeração distribuída se diferenciam com base na potência instalada dessas fontes, na qual microgeração possui potência instalada menor que 75 kW, enquanto a minigeração diz à respeito das centrais geradoras com potência instalada entre 75 kW e 5 MW, com exceção as fontes que utilizam energia hidráulica, as quais estão limitadas a 3 MW (Brasil, 2012).

2.2.1 – Tecnologias de Geração Distribuída

Outra forma de classificar as GD se baseia nos tipos de tecnologias utilizadas para gerar energia elétrica. Nesta seção, as tecnologias são divididas em dois grupos – as renováveis e as não renováveis, destacando as questões técnicas de cada GD como a sua disponibilidade, potência típica de geração, tipo de conexão com a rede, impacto ambiental, entre outras.

2.2.1.1 – Tecnologias não Renováveis

As tecnologias não renováveis são definidas como tecnologias que utilizam como fonte para prover energia recursos teoricamente limitados no planeta. Ou seja, esse limite depende dos recursos existentes do nosso planeta. Exemplos de tecnologias não renováveis são os motores de combustão interna, as microturbinas a gás e as células a combustível.

Dentre as tecnologias não renováveis, os motores a combustão interna são os mais utilizados, com disponibilidade comercial variando entre potências entre 5 kW a mais de 30 MW. Os combustíveis mais utilizados são o gás natural, o óleo diesel e o biogás. Suas principais vantagens são o baixo custo de investimento, flexibilidade de combustíveis e a alta confiabilidade. Todavia, possuem a desvantagem de emitir altos índices de emissão atmosférica e ruído (Maciel, 2012).

As microturbinas a gás são turbinas a gás compactas que podem produzir potência nominal entre 25 kW e 500 kW. Os combustíveis mais utilizados são o gás natural, o gás liquefeito do

petróleo (GLP) e o biogás. Este tipo de máquina possui a vantagem de ser compacta (alta razão entre potência nominal e peso), ter baixa emissão de poluente, reduzido nível de ruído e pode ser utilizada para pequenos sistemas de cogeração.

Por fim, as células combustíveis funcionam como baterias gerando energia a partir da reação química entre o hidrogênio e o oxigênio. Tal reação química gera como produto água e dois elétrons – que fluem através de um circuito externo produzindo energia. As células que funcionam em altas temperaturas (geralmente acima de 400 °C), possuem a vantagem de que o hidrogênio pode ser obtido internamente na célula a partir de outros gases, como o gás natural e o biogás. A disponibilidade comercial desta tecnologia pode atingir capacidades acima de 10 MW e suas vantagens são a alta confiabilidade, são compactas, possuem baixa emissão de gases poluentes e o alto rendimento (podendo chegar a um rendimento acima de 70% quando utilizadas com cogeração). Apesar de todas as vantagens supracitadas, ainda é uma tecnologia de alto custo (Akkinapragada, 2007).

Vale ressaltar que a classificação dessas tecnologias como não renováveis apresenta imprecisões, visto que elas também podem operar com fontes renováveis como o biogás. Entretanto, são classificadas como não renováveis pelo fato de utilizar predominantemente recursos teoricamente limitados no planeta para produzir energia (Maciel, 2012).

2.2.1.2 – Tecnologias Renováveis

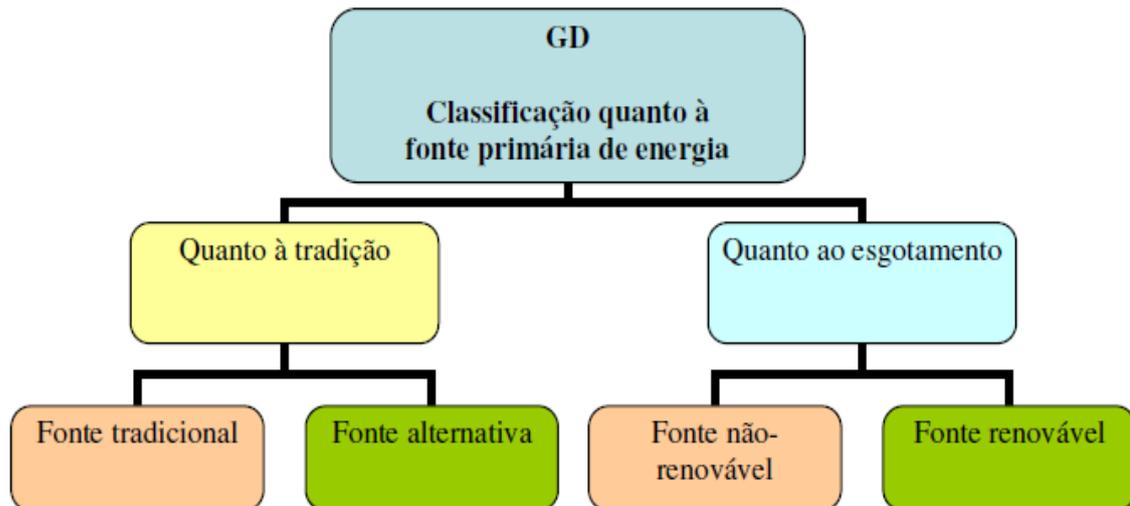
Na literatura especializada da área, é muito comum confundir os conceitos de fontes renováveis de energia e de fontes alternativas de energia, e às vezes, até mesmo tidos como sinônimos (Severino, 2008). Para elucidar este tipo de problema, serão descritas as duas definições abaixo:

- Fontes renováveis de energia são aquelas que utilizam como fonte primária de energia recursos que teoricamente são ilimitados no planeta, tais como a irradiação solar, o vento e a água. Essas fontes têm como característica a não utilização de combustíveis fósseis, desta forma, causam menos impactos ambientais;
- Fontes alternativas de energia relativamente nova (no que se refere à exploração de energia elétrica), ou seja, tradicionalmente não representam grandes proporções nas

matrizes energéticas. Exemplos de fontes alternativas são a solar, a eólica, a célula combustível e a biomassa.

Com base nos conceitos descritos, pode-se classificar as GDs com base na sua fonte primária de energia de acordo com a Figura 4.

Figura 4 – Classificação das GDs em função da sua fonte primária de energia.



Fonte: Adaptada de Severino (2008)

As fontes de energia renovável e alternativas mais comuns são a eólica, solar, biomassa e as pequenas centrais hidroelétricas (PCHs), as quais serão definidas e citadas suas características a seguir.

A energia solar é definida como a energia obtida do sol, que chega à superfície da Terra como ondas eletromagnéticas (fótons). Essa energia pode ser convertida diretamente em calor (solar térmica), utilizada principalmente para aquecimento de água ou convertida em energia elétrica (solar fotovoltaica), provida a partir de painéis fotovoltaicos (PVs).

A energia produzida a partir dos PVs vem crescendo exponencialmente nos últimos anos devido aos incentivos governamentais e à redução gradativa do investimento necessário para instalar tal tecnologia. A energia solar tem como vantagem ser uma tecnologia limpa, renovável, com baixa manutenção e de fácil instalação. Entretanto, apesar da queda gradativa do investimento inicial, o custo da energia produzida por esta tecnologia ainda é alta.

Denomina-se energia eólica a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento) - tal fenômeno ocorre por consequência do aquecimento irregular da superfície terrestre, sendo esta energia contida nos ventos convertida em energia elétrica por meio de turbinas eólicas. Dentre as fontes alternativas de energia, a energia eólica se destaca por ser a mais economicamente viável. Segundo relatórios do GREENPEACE, em 2020, cerca de 12% da energia elétrica gerada no mundo será provida por geradores eólicos (GREENPEACE, 2004).

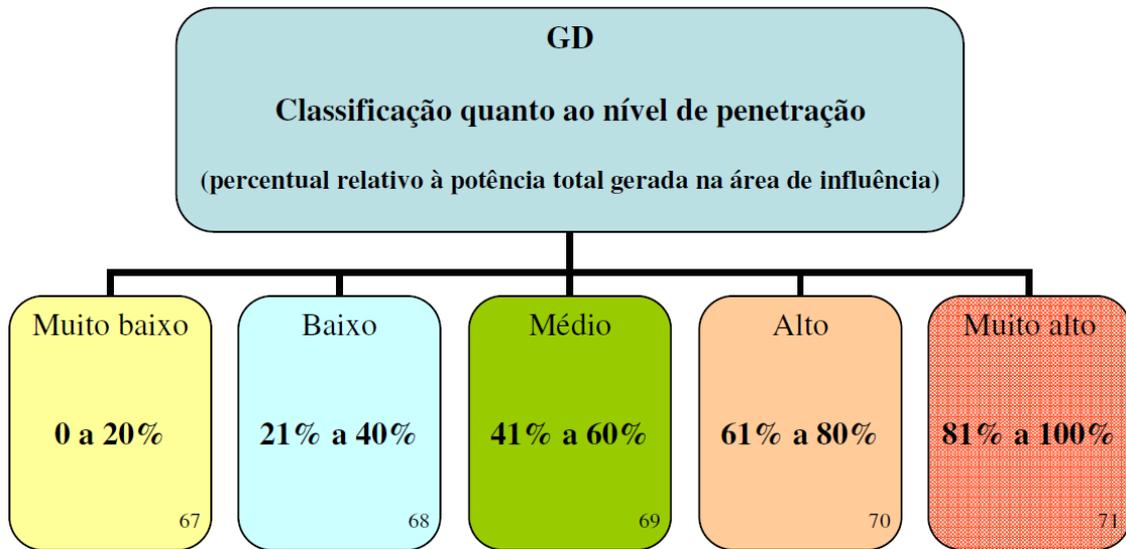
Assim como a energia solar, a produção de energia eólica vem crescendo exponencialmente nos últimos anos devido aos incentivos governamentais e à redução gradativa do investimento necessário para instalar tal tecnologia. Suas vantagens se baseiam no fato de ser uma fonte limpa, de custo moderado, além do fato de que o terreno utilizado para instalar os parques eólicos também pode ser utilizado para outros fins, como a agricultura. Todavia, é uma fonte que emite altas taxas de ruído gerando impactos ambientais (atrapalha a migração das aves) e gera poluição visual.

Biomassa é a matéria orgânica que pode ser utilizada na produção de energia, os tipos de biomassas mais utilizadas são a lenha, o bagaço de cana-de-açúcar, esgotos urbanos e os dejetos de animais. As vantagens dessa tecnologia são o baixo custo e o aproveitamento dos resíduos.

A geração hidrelétrica a partir das PCHs consiste em unidades produtoras operadas em regime de fio d'água com potência instalada na ordem de até dezenas de MW. Esta tecnologia utiliza geradores síncronos e até mesmo assíncronos para realizar a conversão de energia e a interface com a rede. Tal recurso é amplamente utilizado no Brasil (Maciel, 2012).

A inserção das GDs gera novos desafios às concessionárias de energia elétrica, principalmente com o aumento de sua penetração nas redes de distribuição. Um dos principais desafios é a intermitência dessas fontes, que podem ser sazonais, no caso das PCHs e termoelétricas à biomassa; ou mesmo apresentar variações instantâneas no caso da geração eólica e fotovoltaica (Maciel, 2012). A Figura 5 mostra a proposta de classificação de (Severino, 2008) em relação aos níveis de penetração das GDs na rede.

Figura 5 – Classificação em relação ao nível de penetração das GDs na rede.



Fonte: Severino (2008).

Outra característica importante para avaliar o impacto das GDs nas redes de distribuição é a sua interface utilizada para conectá-las à rede. O Quadro 1 mostra todas as fontes (não renováveis e renováveis) supracitadas e suas respectivas interfaces de conexão à rede.

Quadro 1 – Fontes de energia e suas principais interfaces de conexão

TECNOLOGIA	INTERFACE DE CONEXÃO
Fotovoltaica	Conversores CC-AC
Eólica	Geradores Assíncronos e Conversores AC-AC
Motor a Combustão Interna	Geradores Assíncronos e Conversores AC-AC
Microturbinas	Conversores AC-AC
Células Combustíveis	Conversores DC-AC
PCHs	Geradores Síncronos e Geradores Assíncronos
Biomassa	Geradores Síncronos

Fonte: Adaptado de Puttgen, MacGregor e Lambert (2003).

2.2.2 – Potência Gerada pelas GDs

Nesta seção serão abordadas as modelagens tradicionais de potência gerada pelas GDs em função das suas fontes primárias de energia, destacando que apenas serão abordadas as gerações eólicas e fotovoltaicas, as quais serão utilizadas neste trabalho.

2.2.2.1 – Potência Gerada pelas turbinas eólicas.

A potência P_w (W) disponível em uma massa de ar que flui através de uma seção transversal de área A (m^2) perpendicular ao fluxo do vento, com velocidade v (m/s) e densidade ρ (kg/m^3) é expressa pela Equação (2) (Thapar, Agnihotri e Sethi, 2011).

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (2)$$

Entretanto, nem toda potência do vento pode ser convertida para girar as pás da turbina. O coeficiente de potência C_p é definido como a razão entre a potência nas pás e a potência do vento e está relacionado com o tipo de lâmina, o ângulo de ataque e a relação entre velocidade do rotor e a do vento. O valor teórico máximo do coeficiente é conhecido como limite de Betz, cujo valor é 0,593. Porém os geradores reais têm valores menores do que o limite de Betz por não se tratar de um conversor ideal (Carrillo e outros, 2013).

Ademais, ainda existem as perdas decorrentes do sistema de transmissão mecânica e do gerador. Para modelar tais perdas foram definidos os rendimentos do sistema de transmissão mecânico η_m e do gerador η_g . Desta forma, a potência elétrica P_e provida por um gerador eólico é definido através da Equação (3). A Figura 6 mostra os estágios de conversão de energia de um gerador eólico.

$$P_e = (C_p * \eta_m * \eta_g) * P_w \quad (3)$$

Figura 6 – Estágios básicos do sistema de conversão de energia de um gerador eólico.



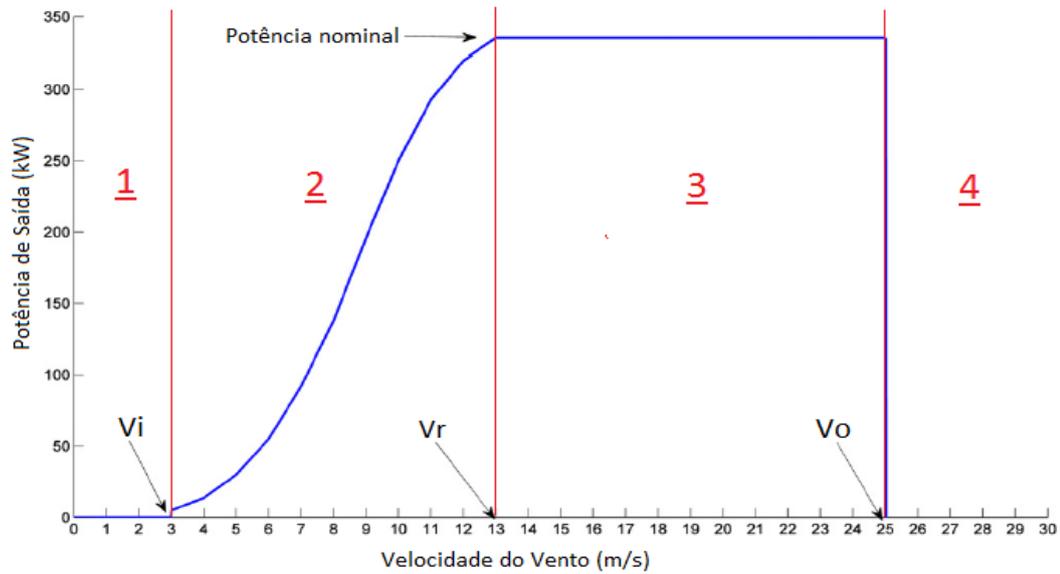
Fonte: Adaptada de Thapar, Agnihotri e Sethi (2011).

A Equação (3) é complexa para realizar estudos que utilizam a potência gerada pelos geradores eólicos, pois os coeficientes variam de acordo com as condições de operação da máquina. Desta forma, usualmente utilizam-se fórmulas mais genéricas, que têm a vantagem de simplificar os modelos, equacionando a potência de saída dos geradores unicamente em função da velocidade do vento. Porém, deve-se atentar ao fato de que estes modelos podem gerar resultados com erros consideráveis.

A maioria das turbinas eólicas utiliza o controle de passo (principalmente as máquinas de grande porte), pois tal controle converte a potência proveniente da energia cinética dos ventos para as pás da turbina com maior precisão, se comparado ao controle *stall*. As turbinas que utilizam o controle de passo possuem 4 modos de operação, os quais estão descritos a seguir e mostrados na Figura 7.

1. Quando a velocidade do vento é menor que a velocidade de *cut-in* (V_i), a máquina não entra em operação devido a pouca potência que o vento oferece, pois não é rentável manter a máquina em operação ou o vento não possui potência suficiente para mantê-la em operação. Desta forma, não há potência gerada neste modo de operação.
2. Entre V_i e a velocidade nominal (V_r), a máquina funciona ajustando o ângulo de ataque com intuito de retirar a maior potência possível do vento, ou seja, conseguir o maior valor de C_p possível. A potência gerada em função da velocidade do vento neste modo de operação tem característica não linear.
3. Entre V_r e a velocidade de *cut-out* (V_o), o controle de passo atua sobre a máquina alterando o ângulo de ataque com o intuito de extrair do vento apenas a potência nominal (P_r) da turbina. O valor de C_p é intencionalmente diminuído para que a máquina não diminua sua vida útil por operar com potência acima da sua capacidade nominal.
4. Acima de V_o , a turbina é desligada por questões de segurança para evitar danos na sua estrutura física.

Figura 7 – Curva de potência de saída em função da velocidade do vento no gerador eólico.



Fonte: Adaptada de Thapar, Agnihotri e Sethi (2011).

A maioria dos modelos matemáticos equacionam a curva de potência gerada pelos geradores eólicos a partir de funções matemáticas que representam cada modo de operação das turbinas com controle de passo. Observando a Figura 7, tem-se que os modos de operação 1, 2 e 4 são facilmente modelados a partir de constantes, ou seja, nos modos 1 e 4 não há potência gerada, enquanto que o modo 3 despacha uma potência próxima da nominal.

Em contrapartida, a parte crítica nos modelos está no modo 2, o qual tem característica não linear. Na literatura especializada existem várias modelagens das máquinas eólicas, as quais serão mostradas as duas mais usuais: a curva de potência polinomial e do método dos mínimos quadrados (Thapar, Agnihotri e Sethi, 2011; Carrillo e outros, 2013).

O método da aproximação polinomial da potência tem como característica aproximar o modo 2 de operação por um polinômio de segunda ordem. As Equações (4), (5), (6) e (7) mostram o equacionamento do método polinomial, assim como o cálculo que define os coeficientes do polinômio de segunda ordem em função de V_i e V_r (Carrillo e outros, 2013).

$$P = \begin{cases} 0 & 0 \leq V < V_i \\ P_r(A + B * V + C * V^2) & V_i \leq V < V_r \\ P_r & V_r \leq V < V_o \\ 0 & V \geq V_o \end{cases} \quad (4)$$

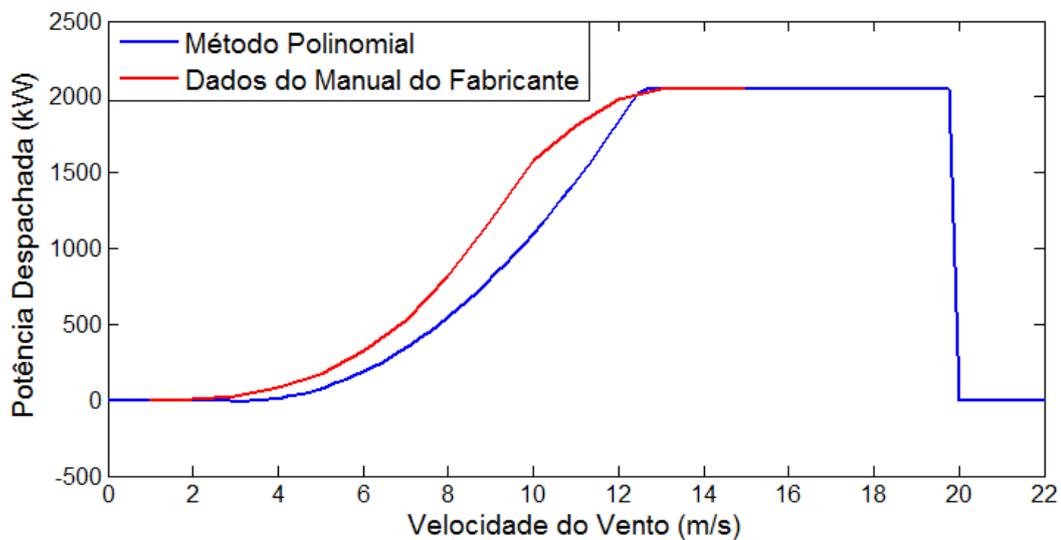
$$A = \frac{1}{(V_i - V_r)^2} \left[V_i (V_i + V_r) - 4V_i V_r \left(\frac{V_i + V_r}{2V_r} \right)^3 \right] \quad (5)$$

$$B = \frac{1}{(V_i - V_r)^2} \left[4(V_i + V_r) \left(\frac{V_i + V_r}{2V_r} \right)^3 - (3V_i + V_r) \right] \quad (6)$$

$$C = \frac{1}{(V_i - V_r)^2} \left[2 - 4 \left(\frac{V_i + V_r}{2V_r} \right)^3 \right] \quad (7)$$

O método polinomial tem como vantagem a simplicidade do modelo, por outro lado, este método só gera resultados precisos para algumas máquinas. A Figura 8 mostra um exemplo de uma turbina real em que o modelo supracitado não gerou resultados precisos.

Figura 8 – Comparação entre as curvas de potência gerada do fabricante e do método polinomial.



Fonte: Produção do próprio autor.

Outro método amplamente utilizado é o modelo baseado no método dos mínimos quadrados. Tal abordagem consiste em ajustar a curva da potência gerada pelas turbinas fornecida nos manuais dos fabricantes em polinômios, de qualquer ordem, por meio do método dos mínimos quadrados. Desta maneira o usuário tem a flexibilidade de controlar a precisão do modelo apenas com o simples ato de variar a ordem do polinômio que realiza o ajuste da curva.

2.2.2.2 – Potência Gerada pelos Painéis Fotovoltaicos

A potência incidente P_s (W) em um painel fotovoltaico é igual ao produto entre a irradiação solar r (kW/m^2) que incide sobre sua área S (m^2). Entretanto, apenas uma fração dessa potência incidente é convertida em energia elétrica, caracterizando um rendimento (η_p). Uma modelagem simplificada da potência gerada dos painéis fotovoltaicos está mostrada na Equação (8) (Zhao e outros, 2014).

$$P_s = \eta_p * r * S \quad (8)$$

Apesar de esta modelagem ter como vantagem a sua simplicidade, ela não leva em consideração que a eficiência do painel varia para diferentes pontos de operação, principalmente em função da irradiação solar e a sua temperatura de operação. As Equações (9), (10), (11), (12) e (13) representam uma modelagem mais completa do painel que leva em consideração os efeitos supracitados que têm influência sobre o rendimento no processo de conversão de energia (Abdelaziz e outros, 2015).

$$T_c = T_a + r \left(\frac{N_{ot} - 20}{0,8} \right) \quad (9)$$

$$I = r [I_{sc} + K_i (T_c - 25)] \quad (10)$$

$$V = V_{oc} - K_v \times T_c \quad (11)$$

$$FF = \frac{V_{mpp} \times I_{mpp}}{V_{oc} \times I_{sc}} \quad (12)$$

$$P_s = FF \times V \times I \quad (13)$$

Onde:

- T_c temperatura do painel fotovoltaico ($^{\circ}C$);
- T_a média da temperatura ambiente no período ($^{\circ}C$);
- N_{ot} temperatura nominal de operação da célula ($^{\circ}C$);
- I corrente na célula (A);
- I_{sc} corrente de curto circuito da célula (A);
- K_i coeficiente corrente/temperatura ($A/^{\circ}C$);

V	tensão no módulo fotovoltaico (V);
V_{oc}	tensão de circuito aberto do módulo (V);
K_v	coeficiente tensão/temperatura (V/°C);
FF	fator de forma (adimensional);
V_{mppt}	tensão no ponto de máxima potência (V);
I_{mppt}	corrente no ponto de máxima potência (A);
P_s	potência gerada pelo painel (W).

Vale ressaltar que neste método todos os parâmetros são obtidos através de medições meteorológicas e do manual do fabricante do painel.

2.3 – Planejamento da Expansão da Distribuição Segundo as Diretrizes Brasileiras

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) são documentos dispostos em 9 módulos, elaborados pela ANEEL com a participação das distribuidoras e outras entidades do setor elétrico. Os objetivos destes documentos são padronizar e normatizar os procedimentos relacionados aos sistemas de distribuição para garantir o seu funcionamento adequado (Brasil, 2015a).

As diretrizes para realizar o planejamento da expansão do sistema de distribuição estão descritas no módulo 2 do PRODIST (Brasil, 2015b). Nesse módulo, os temas mais correlatos ao presente trabalho são a previsão de demanda (Seção 2.1) e os critérios e estudos de planejamento (Seção 2.3), os quais serão abordados a seguir.

2.3.1 – Previsão de Demanda (Brasil, 2015b)

As concessionárias de energia elétrica têm liberdade de escolher o seu modelo para realizar o processo de PC, entretanto, esta seção do PRODIST define as bases que as distribuidoras devem levar em consideração no seu modelo, compreendendo periodicidade, horizontes de abrangência, coleta de informações e pontos de interesses. Além disso, os resultados a partir do modelo proposto de PC estão sujeitos à validação pela ANEEL.

Os estudos de PC são estratificados em relação ao nível de tensão da rede, compreendendo os estudos de previsão de demanda no sistema de distribuição de alta tensão (SDAT) – com tensões nominais de fornecimento igual e superior a 69 kV e inferior a 230 kV, e os estudos de previsão de demanda no sistema de distribuição de média tensão (SDMT) – com tensões nominais de fornecimento igual e superior a 1 kV e inferior a 69 kV. Em ambos os estudos supracitados, as metodologias propostas pelas distribuidoras devem atender aos seguintes itens:

- Manter as informações de seu sistema de distribuição e de todos seus acessantes em sistemas de informação geoprocessada;
- A previsão de demanda deve considerar os efeitos dos planos diretores municipais, dos planos regionais de desenvolvimento e dos estudos do planejamento setorial;
- A previsão de demanda deve considerar as solicitações de acesso e os pedidos de fornecimento, bem como os acréscimos de carga, ponderando o risco de sua não consecução;
- A distribuidora deve adotar o fator de potência medido em subestações, ou outro valor caracterizado pela carga, com base em informações técnicas. Na ausência desses critérios, a distribuidora deve adotar o limite do fator potência, definido no módulo 8 do PRODIST (Brasil, 2015c) como 0,92;
- A previsão de demanda deve considerar, no mínimo, o histórico consolidado de carga dos últimos cinco anos, incluindo o histórico de perdas técnicas e os ganhos relativos aos planos de eficiência energética.

A previsão de demanda no SDAT tem como objetivo fornecer dados técnicos para a realização dos estudos de planejamento das linhas e subestações que têm uma interação direta com a rede básica, com as Demais Instalações de Transmissão - DIT, com outras distribuidoras, com centrais geradoras e com unidades consumidoras atendidas pelo SDAT. Os modelos de previsão de demanda no SDAT elaborado pelas distribuidoras devem observar os seguintes itens:

- O horizonte de previsão é de dez anos, com periodicidade anual, devendo um novo estudo ser realizado a cada ano;
- A carga é caracterizada pela demanda de potência ativa e demanda de potência reativa;
- As estimativas de carga devem ser realizadas para um cenário de referência;

- A carga deve ser considerada em patamares de carga leve, média e pesada;
- A geração distribuída deve ser considerada.

Por outro lado, a previsão de demanda no SDMT tem como objetivo fornecer dados técnicos para a realização dos estudos de planejamento das linhas e subestações (exceto as já contempladas nos estudos do SDAT), além de permitir a avaliação do volume de obras necessárias ao seu reforço, ampliações e correções diversas. Deve-se atentar que os modelos de previsão de demanda no SDMT elaborados pelas distribuidoras têm que levar em consideração os seguintes itens:

- Horizonte de previsão é de cinco anos, com periodicidade anual, devendo um novo estudo ser realizado a cada ano;
- A previsão deve ter caráter espacial, associada às áreas mais representativas;
- Os pontos de interesse são as barras secundárias das subestações de distribuição, e a sua distribuição ao longo dos circuitos de SDMT;
- A conexão de geração distribuída, considerada suas características de geração, disponibilidade e sazonalidade.

Dentre os requisitos necessários para realizar a PC do SDMT, atualmente o principal desafio é elaborar uma abordagem que tenha capacidade de lidar com a natureza estocástica de alguns tipos de GDs (principalmente a geração eólica e solar), considerando sua disponibilidade e sazonalidade – fato que as metodologias tradicionais não têm capacidade de tratar. Porém, com a regulamentação da micro e minigeração distribuída, a penetração dessas GDs tende a aumentar, fazendo com que seja necessário considerar seu impacto nas redes de distribuição.

2.3.2 – Critérios e Estudos de Planejamento (Brasil, 2015b)

Esta seção tem como objetivo definir as diretrizes do processo de planejamento da expansão do sistema de distribuição e subsidiar a definição dos pontos de conexão das instalações dos acessantes. Desta forma, são especificados os critérios e estudos técnicos e econômicos que devem ser observados, cujo intuito é garantir que o sistema opere de forma adequada a um custo mínimo global.

Dentre os critérios a serem observados, os que mais impactam no programa de obras da concessionária são os critérios de tensão e carregamento para operação normal ou em contingência.

Os limites de tensão para tensão normal ou em contingência definem que a tensão em regime permanente de uma rede deve operar dentro de uma faixa de valores em torno de uma tensão de referência (TR), denominada de faixa de operação adequada; além de respeitar as limitações dos níveis de tensão dos equipamentos conectados à rede. Além da faixa de operação adequada, também existem as faixas de operação precária e crítica, as quais ocorrem quando os níveis de tensão chegam a valores fora da faixa adequada, cujos valores variam de acordo com sua tensão nominal. Os valores das faixas de operação adequada, precária e crítica para cada nível de tensão estão mostrados no Anexo A.

Os critérios de carregamento para operação normal ou em contingência define que as concessionárias devem informar os limites de carregamento das redes e de seus equipamentos, assim como seu critério de cálculo. O critério usual para fixação do carregamento de circuitos, em regime normal de operação, é o de se definir o número de circuitos que irão receber a carga a ser transferida em caso de contingência. Usualmente dois circuitos socorrem um terceiro, e estabelece-se que o carregamento dos circuitos que receberão carga, não exceda o correspondente ao limite térmico. O cálculo que define o carregamento do circuito para operação em condições normais está mostrado na Equação (14) (Kagan, de Oliveira e Robba, 2010).

$$S_{reg} = \frac{n}{n + 1} * S_{term} \quad (14)$$

Onde:

- S_{reg} carregamento do circuito para operação em condições normais;
- n número de circuitos que irão absorver carga do circuito em contingência;
- S_{term} carregamento correspondente ao limite térmico do circuito.

No caso de 2 circuitos de socorro, o carregamento do circuito para operação em condições normais é 66% a capacidade do limite térmico.

CAPÍTULO 3: METODOLOGIA PROPOSTA

A penetração das GDs nos alimentadores de distribuição, principalmente os GEs e os PVs, vem crescendo exponencialmente nos últimos anos devido aos incentivos governamentais e a redução gradativa do investimento inicial necessário para instalar tal tecnologia. Com a penetração dessas GDs no alimentador, realizar uma PC neste cenário se tornou uma tarefa ainda mais complexa devido à intermitência e a volatilidade da velocidade do vento e da irradiação solar, fato que torna a potência gerada pelas GDs de natureza estocástica (Zhao e outros, 2014).

Para preservar as características estocásticas da potência gerada pelos PVs e pelos GEs, uma alternativa é aplicar a simulação de Monte Carlo, que é uma abordagem amplamente utilizada na literatura para este fim. São exemplos os trabalhos de (Qader e Qamber, 2010; Mokryani e Siano, 2013b; Zhao e outros, 2014; Abdelaziz e outros, 2015).

Entretanto, ainda não foi encontrada na literatura uma metodologia capaz de determinar a potência firme das GDs, considerando um intervalo de confiança, cujos resultados serão essenciais para analisar o impacto causado pelas GDs na variação do pico de demanda dos alimentadores.

Neste contexto, este capítulo propõe uma metodologia inovadora para determinar a potência firme das GDs, cuja abordagem utiliza a ferramenta de análise de risco, Value at Risk (VaR), a partir dos resultados da potência gerada pelas GDs obtidos com a simulação de Monte Carlo. As principais etapas para realizar a metodologia proposta são:

1. Levantamento dos dados históricos da velocidade do vento, irradiação solar e da temperatura da área de estudo.
2. Gerar as funções de densidade de probabilidade (do inglês *probability density functions* - PDFs) da velocidade do vento e da irradiação solar a partir da média e do desvio padrão das séries históricas.
3. Aplicar a simulação de Monte Carlo para obter o modelo probabilístico da potência gerada pelas GDs na rede de distribuição.
4. Aplicar a ferramenta de análise de riscos VaR para determinar a potência firme das GDs, em cada período de amostragem.

5. Aplicar o método da superposição para determinar a potência líquida na entrada dos alimentadores.

3.1 – Coleta dos Dados Históricos e Organização dos Dados

Este trabalho considera dois tipos de GDs, os GEs e os PVs. Para modelar a potência gerada por essas GDs a partir da metodologia proposta, é necessário obter as séries históricas integralizadas de 1 em 1 hora da velocidade do vento (fonte primária de energia dos GEs), da irradiação solar (fonte primária dos PVs) e da temperatura ambiente (possui influência no rendimento dos PVs) de uma mesma região de estudo, visto que as variáveis citadas acima possuem diferentes características para diferentes regiões.

Como a velocidade do vento, a irradiação solar e a temperatura possuem sazonalidade e seus perfis variam em função das horas do dia e o PRODIST define que deve ser levado em consideração a sazonalidade das GDs na previsão de demanda; com o intuito de preservar essas características e apresentar os resultados, cada mês do ano foi representado por um dia útil, o qual é subdividido em 24 intervalos de uma 1 hora, ou seja, um ano completo é representado por 288 intervalos horários (12 meses no ano * 24 horas do dia = 288). A Figura 9 mostra como a série histórica do mês de janeiro da irradiação solar foi organizada.

Figura 9 – Parte da série histórica da irradiação solar

DATA	Janeiro																							
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
01/01/2010	0	0	0	0	0	0	294,3	1105,5	981,5	2128,9	1554,5	3710,8	3918,0	3732,1	3235,9	2821,5	2115,7	1236,2	286,7	0,1	0	0	0	0
02/01/2010	0	0	0	0	0	0	182,1	1090,0	1866,0	2870,3	2913,5	3406,8	3927,4	3809,6	3439,2	2869,4	2116,5	1248,0	303,1	2,1	0	0	0	0
03/01/2010	0	0	0	0	0	0	243,6	1089,7	1941,8	2720,4	3407,5	3616,3	3764,4	3756,4	3394,9	2822,8	2054,1	1232,2	293,2	1,4	0	0	0	0
04/01/2010	0	0	0	0	0	0	244,6	1061,2	1848,7	2109,3	2300,7	3535,9	3949,6	3782,0	3418,4	2752,5	2105,6	1229,6	327,0	1,5	0	0	0	0
05/01/2010	0	0	0	0	0	0	204,1	648,5	1618,3	2656,5	3294,0	3635,3	3850,0	3821,7	3355,4	2803,8	1511,1	1426,8	310,1	1,2	0	0	0	0
06/01/2010	0	0	0	0	0	0	299,8	736,9	1383,8	1937,2	2502,7	3112,3	3897,1	3425,7	2721,0	2170,8	825,3	554,3	209,7	1,8	0	0	0	0
07/01/2010	0	0	0	0	0	0	209,5	1016,9	2136,0	2449,3	3069,5	3282,3	3555,2	3727,5	3373,8	2780,2	1973,2	1209,4	277,8	2,2	0	0	0	0
08/01/2010	0	0	0	0	0	0	223,5	1009,5	1790,9	2590,8	3234,9	3675,1	3729,7	3749,3	3379,8	2810,9	2094,8	1216,6	366,3	2,8	0	0	0	0
09/01/2010	0	0	0	0	0	0	216,6	1167,9	1932,3	2822,4	3343,1	3827,9	4040,6	3785,9	3468,4	2890,8	2132,7	1255,5	318,2	3,3	0	0	0	0
10/01/2010	0	0	0	0	0	0	187,6	986,0	1712,5	1538,0	1805,6	1918,5	3926,4	3810,6	3461,2	2899,1	2138,5	1325,1	327,2	2,9	0	0	0	0
11/01/2010	0	0	0	0	0	0	196,2	961,0	1637,9	2193,4	3311,9	3235,0	3653,8	3828,1	3468,1	2897,8	2141,1	1269,6	322,3	3,4	0	0	0	0
12/01/2010	0	0	0	0	0	0	181,3	1010,2	1905,1	2677,1	3307,8	3713,5	3902,9	3817,9	3471,8	2881,3	2050,2	1150,0	226,0	1,0	0	0	0	0
13/01/2010	0	0	0	0	0	0	186,7	1023,9	1880,4	2535,6	3278,9	3851,3	3928,5	3795,9	3459,9	2896,7	2075,1	1203,4	236,0	0,5	0	0	0	0
14/01/2010	0	0	0	0	0	0	171,5	965,3	1727,4	2450,5	2885,3	3556,6	3400,7	3724,0	3357,7	2860,7	2103,7	1239,2	257,6	1,2	0	0	0	0
15/01/2010	0	0	0	0	0	0	181,0	1009,3	1713,8	2505,0	3152,4	2924,1	1597,2	2965,5	3431,1	1873,5	1736,5	423,4	172,2	0,0	0	0	0	0
16/01/2010	0	0	0	0	0	0	134,1	831,9	1721,3	1534,6	3141,4	2702,2	3915,8	3841,0	3104,4	2417,2	1947,8	1244,7	386,4	2,4	0	0	0	0

Fonte: Produção do próprio autor.

Vale destacar que quanto mais subdividido for o ano, melhor será o conhecimento das características horosazonais da potência gerada pelas GDs. Porém, será necessário utilizar

séries históricas maiores e acarretará em maior esforço computacional para processar o algoritmo.

3.2 – Modelo Probabilístico da Velocidade do Vento e a Modelagem da Potência Gerada pelos Geradores Eólicos.

Independentemente da velocidade do vento ter variados perfis para diferentes regiões, a velocidade do vento em um mesmo local varia em uma larga faixa de valores. Como a potência gerada pelas turbinas eólicas depende de como o vento varia no tempo, isso faz com que a potência gerada também possua natureza estocástica. Sendo assim, é necessário modelar apropriadamente de forma probabilística a velocidade do vento para realizar estudos da potência gerada pelos geradores eólicos (Mokryani e Siano, 2013a).

O comportamento de variáveis com natureza estocástica é geralmente modelado a partir de PDFs. No caso da velocidade do vento, a ferramenta mais utilizada é a PDF de Weibull, cujo modelo matemático está descrito na Equação (15) (Mokryani e Siano, 2013b).

$$f(v) = \frac{k(i)}{c(i)} * \left(\frac{v}{c(i)}\right)^{k(i)-1} * e^{-\left(\frac{v}{c(i)}\right)^{k(i)}} \quad k(i) > 0 \quad v > 0 \quad c(i) > 1 \quad (15)$$

Onde:

- v velocidade do vento (m/s);
- c fator de escala do intervalo i (m/s);
- k fator de forma do intervalo i (adimensional).

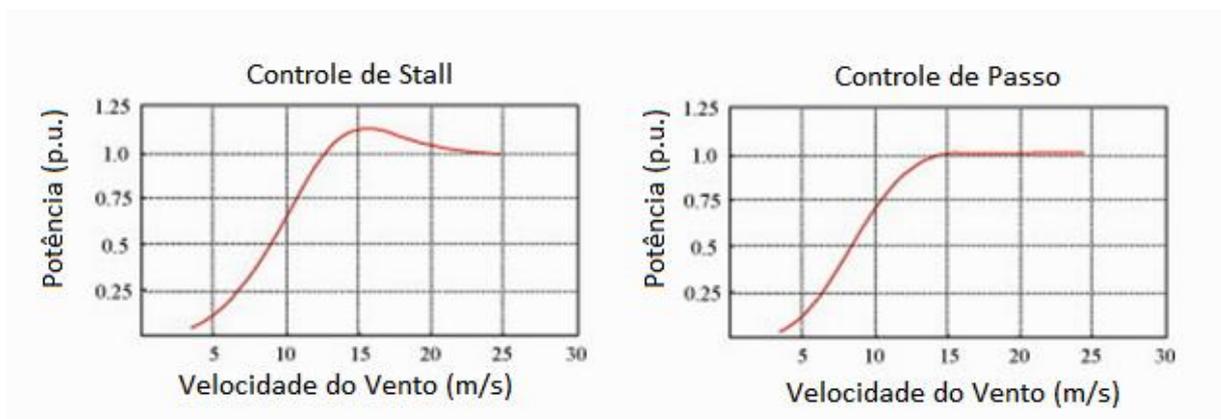
Neste trabalho, foram construídas 288 PDFs de Weibull para extrair as características do perfil anual de vento da região de estudo, em que cada PDF é utilizada para representar o perfil de vento de cada intervalo horário. Os fatores de forma $k(i)$ e de escala $c(i)$ de um intervalo horário genérico i são definidos a partir da média $[\mu(i)]$ e do desvio padrão $[\sigma(i)]$ da série histórica do seu respectivo intervalo i . Os cálculos para obter os fatores $k(i)$ e $c(i)$ de um intervalo horário i são mostrados respectivamente nas Equações (16) e (17).

$$k(i) = \left(\frac{\sigma(i)}{\mu(i)} \right)^{-1,086} \quad (1 \leq i \leq 288) \quad (16)$$

$$c(i) = \frac{\mu(i)}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k(i)}\right)} \quad (1 \leq i \leq 288) \quad (17)$$

Conforme apresentado na Subseção 2.2.2.1, para realizar o modelo matemático da potência gerada pelos GEs, um dos métodos é o método dos mínimos quadrados. Entretanto, com a homologação da resolução normativa 482, de 17 de abril de 2012 (Brasil, 2012), a tendência é que sejam inseridos GEs com porte de micro e minigeração nos alimentadores. Partindo desse pressuposto, para tais níveis de potência nominal dos GEs, o controle *stall* é comumente utilizado por questões econômicas, pois possuem um custo menor do que o controle de passo. A Figura 10 mostra curvas típicas da potência gerada por turbinas eólica com controles de *stall* e de passo.

Figura 10 – Curvas típicas da potência turbinas utilizando controle de *stall* e de passo



Fonte: Adaptada de Chen e Blaabjerg (2009).

Ao observar a Figura 10, tem-se que o controle de stall não consegue manter a potência nominal tão precisamente como o controle de passo no modo de operação 3 (velocidade do vento entre a velocidade nominal e de *cut-out*), desta forma, modelar a potência neste modo de operação como uma constante (P_r), implicará em imprecisão no modelo. Observado o fato descrito acima, propõe-se uma adaptação no modelo baseado no método dos mínimos quadrados, considerando agora que a potência gerada nos modos de operação 2 e 3 são

descritos a partir de um polinômio de grau 9. O equacionamento deste modelo é mostrado na Equação (18).

$$P = \begin{cases} 0 & 0 \leq V < V_i \\ aV^9 + bV^8 + cV^7 \dots + hV^2 + iV + j & V_i \leq V < V_o \\ 0 & V \geq V_o \end{cases} \quad (18)$$

Para determinar os 10 coeficientes ($a, b, c, d, e, f, g, h, i, j$) do polinômio de nona ordem é preciso utilizar os dados de manual da turbina eólica da potência gerada em função da velocidade do vento, os quais são indispensáveis para aplicar o método dos mínimos quadrados. A ferramenta *polyfit* do *software* Matlab foi utilizada para determinar tais coeficientes.

Vale destacar que foi utilizado um polinômio de grau 9 pelo fato da metodologia proposta pelo autor não haver problema relacionado com o tempo de processamento do algoritmo e foi testado em curvas de diversos tipos de turbinas que um polinômio de grau 9 gera resultados precisos, com coeficiente de determinação (R^2) acima de 0,99. Porém, na maioria das turbinas eólicas, um polinômio de grau 5 gera resultados com precisão satisfatória.

3.3 – Modelo Probabilístico da Irradiação Solar e a Modelagem da Potência Gerada pelos Painéis Fotovoltaicos.

Assim como a velocidade do vento, a irradiação solar também, em um determinado dia, varia em uma faixa de valores de maneira não determinística, apesar de possuir um perfil melhor definido que o dos ventos. Logo, isto torna a potência gerada pelos PVs também de natureza estocástica.

A distribuição Beta é a ferramenta mais utilizada na literatura para modelar o perfil da irradiação de um determinado local (Karaki, Chedid e Ramadan, 1999), cuja PDF é mostrada na Equação (19).

$$f(r) = \frac{\Gamma(\alpha(i) + \beta(i))}{\Gamma(\alpha(i)) * \Gamma(\beta(i))} \left(\frac{r}{r_{max}(i)}\right)^{\alpha-1} \left(1 - \frac{r}{r_{max}(i)}\right)^{\beta-1} \quad \alpha > 0 \quad \beta > 0 \quad (19)$$

Onde:

- r irradiação solar (kW/m²);
- $r_{max}(i)$ irradiação máxima no período i (kW/m²);
- $\alpha(i)$ fator de forma;
- $\beta(i)$ fator de forma;
- Γ função Gamma.

Análoga à modelagem da velocidade do vento, para cada um dos 288 intervalos é construída uma PDF Beta, cujos fatores de forma $\alpha(i)$ e $\beta(i)$ também são calculados a partir de $\mu(i)$ e $\sigma(i)$ dos dados históricos da irradiação solar do período i . Os cálculos para obter os fatores $\beta(i)$ e $\alpha(i)$ de um intervalo horário i são mostrados respectivamente nas Equações (20) e (21).

$$\beta(i) = (1 - \mu(i)) \left[\frac{\mu(i)(1 + \mu(i))}{\sigma(i)^2} - 1 \right] \quad (1 \leq i \leq 288) \quad (20)$$

$$\alpha(i) = \frac{\mu(i)\beta(i)}{1 - \mu(i)} \quad (1 \leq i \leq 288) \quad (21)$$

Para realizar o modelo matemático da potência gerada pelos PVs, usou-se como referência a modelagem na íntegra realizada por (Abdelaziz e outros, 2015), mostrada nas Equações (9), (10), (11), (12) e (13). Tal modelagem foi escolhida devido ao fato de levar em consideração os efeitos da temperatura e da irradiação solar no rendimento do PV. O equacionamento supracitado foi repetido nas Equações (22), (23), (24), (25) e (26).

$$T_c = T_a + r \left(\frac{N_{ot} - 20}{0,8} \right) \quad (22)$$

$$I = r[I_{sc} + K_i(T_c - 25)] \quad (23)$$

$$V = V_{oc} - K_v \times T_c \quad (24)$$

$$FF = \frac{V_{mpp} \times I_{mpp}}{V_{oc} \times I_{sc}} \quad (25)$$

$$P_s = FF \times V \times I \quad (26)$$

3.4 – Determinação da Potência Firme das GDs.

Com o intuito de determinar a potência fornecida pelas GDs preservando sua natureza estocástica, esta abordagem utiliza a simulação de Monte Carlo, também conhecido como *Method of Statistical Trials*, que é um método estatístico utilizado para resolver problemas determinísticos e estocásticos através da geração de números aleatórios (Qader e Qamber, 2010). O método de Monte Carlo tem como base teórica a Lei dos Grandes Números e no Teorema do Limite Central. Devido à simplicidade das ideias envolvidas na concepção do método e ao grande avanço dos computadores pessoais, tal método se tornou uma ferramenta amplamente utilizada na engenharia.

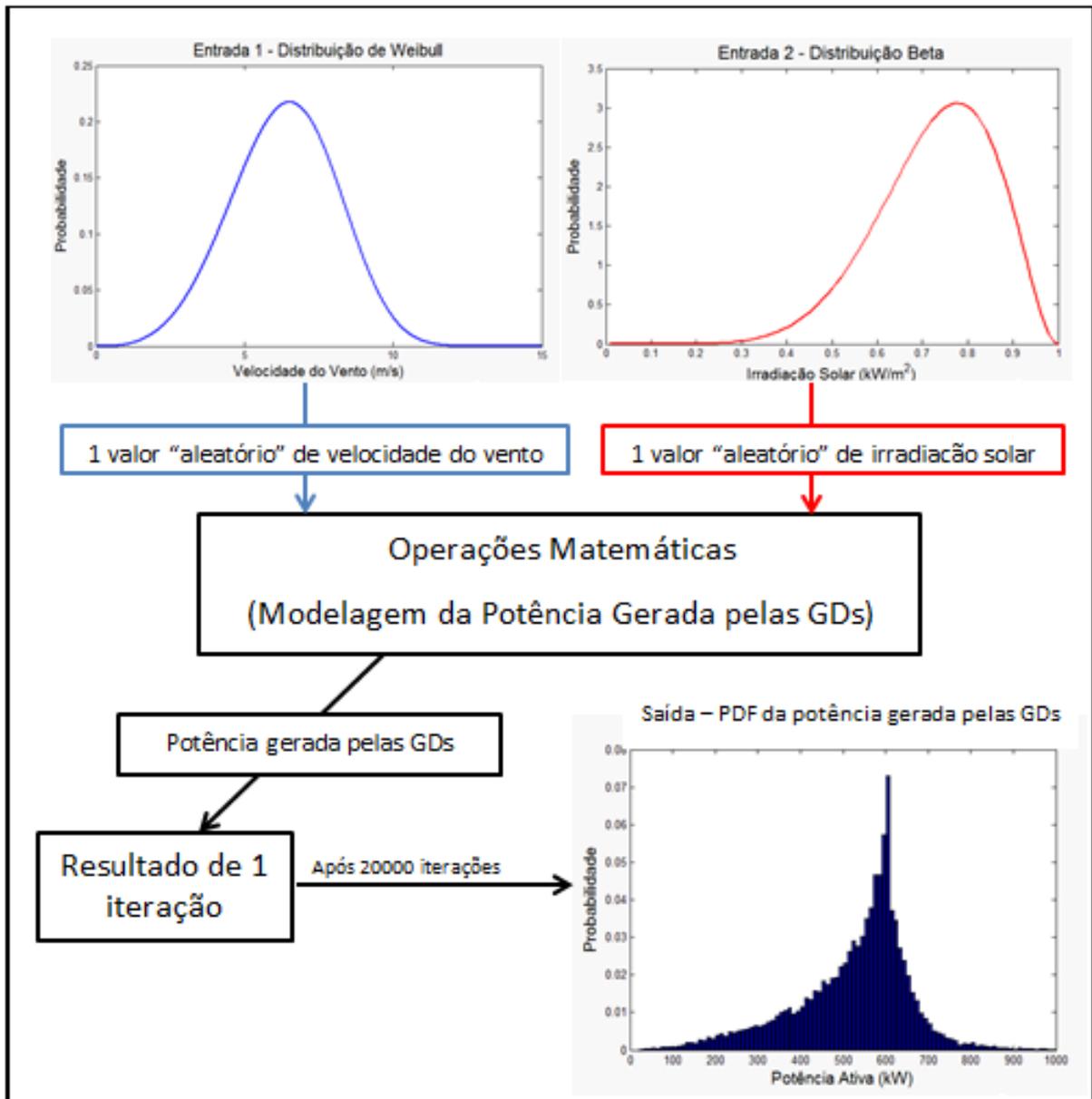
A qualidade dos resultados obtidos a partir de uma simulação de Monte Carlo é garantida com a especificação de um baixo valor de erro amostral (ε) e de variância (δ). Tais especificações são garantidas realizando uma quantidade mínima de simulações (n), que pode ser calculada com o método *worst case sample size*, definido na Equação (27) (Fishman, 1996).

$$n = \frac{1}{4 * \delta * \varepsilon^2} \quad (27)$$

Para garantir um erro amostral de 0,05 (5%) e um intervalo de confiança ($\zeta = 1 - \delta$) de 0,99 (99%) é necessário gerar 10000 números aleatórios, ou seja, 10000 simulações de Monte Carlo.

Neste trabalho, o método da simulação de Monte Carlo é aplicado 288 vezes (uma para cada segmento de tempo). Para cada simulação, as variáveis de entrada são uma PDF da velocidade do vento, outra da irradiação solar e a geração de 20000 números aleatórios. A parte determinística do sistema consiste na modelagem das GDs supracitadas e, por fim, a variável de saída é uma PDF da potência de saída das GDs. Desta forma, o modelo probabilístico da potência anual provida pelas GDs consiste em 288 PDFs, que serão utilizadas como dado para definir a potência firme das GDs. A Figura 11 mostra como foi realizada a simulação de Monte Carlo no presente trabalho.

Figura 11 – Procedimento para realizar a simulação de Monte Carlo



Fonte: Produção do próprio autor.

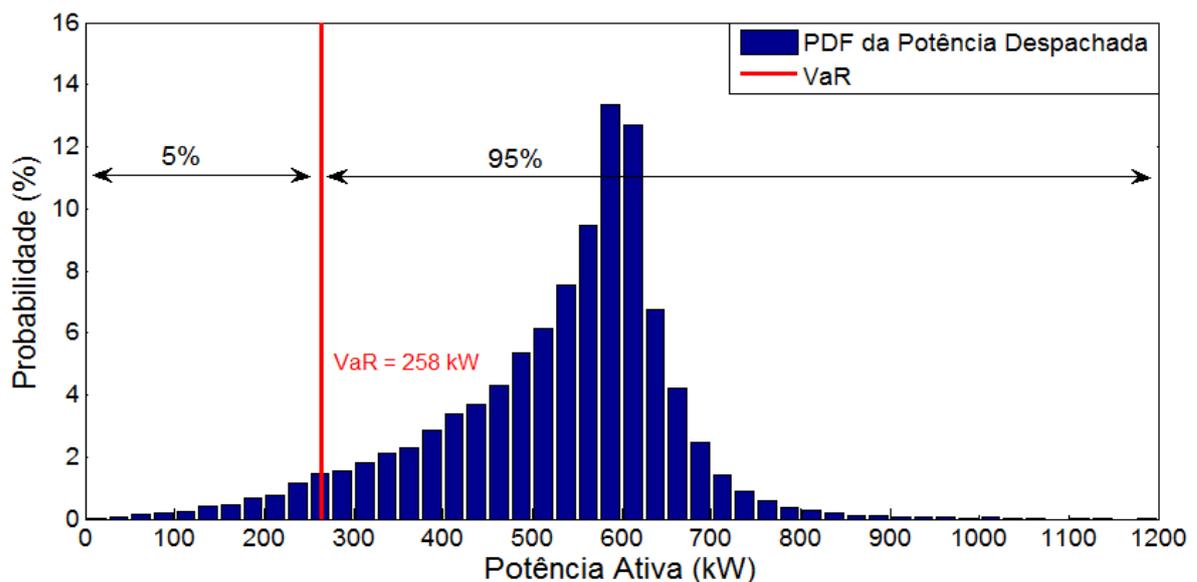
No contexto de subestações, a potência firme é a demanda máxima que a mesma pode suprir a qualquer momento considerando a contingência de qualquer um dos seus equipamentos (critério $N-1$), mas especificadamente, quando ocorre falha no maior transformador da subestação (Northcote-Green e Wilson, 2006).

Entretanto, o critério $N-1$ não é aplicável para determinar a potência firme das GDs. Então, este trabalho define a potência firme injetada na rede pelas GDs como a potência que todas as GDs injetam na rede de distribuição, com um determinado intervalo de confiança garantido

em determinado intervalo de tempo (uma potência firme é calculada para cada um dos 288 intervalos).

Para determinar a potência firme das GDs a partir dos resultados obtidos na simulação de Monte Carlo, foi utilizada a ferramenta de análise de riscos *Value at Risk* (VaR). O VaR, por definição, representa o valor mínimo de retorno de um investimento, considerando um nível de confiança (ζ) e um determinado horizonte de investimento. Por exemplo, se o VaR de um investimento for igual a 100 mil reais com ζ igual a 95%, significa que, em 95% dos eventos, o retorno deste investimento será maior que 100 mil reais (Rockafellar e Uryasev, 2002). Um exemplo de PDF da potência gerada pelas GDs de um intervalo horário i , com seu respectivo VaR, considerando um ζ igual a 95% é mostrado na Figura 12.

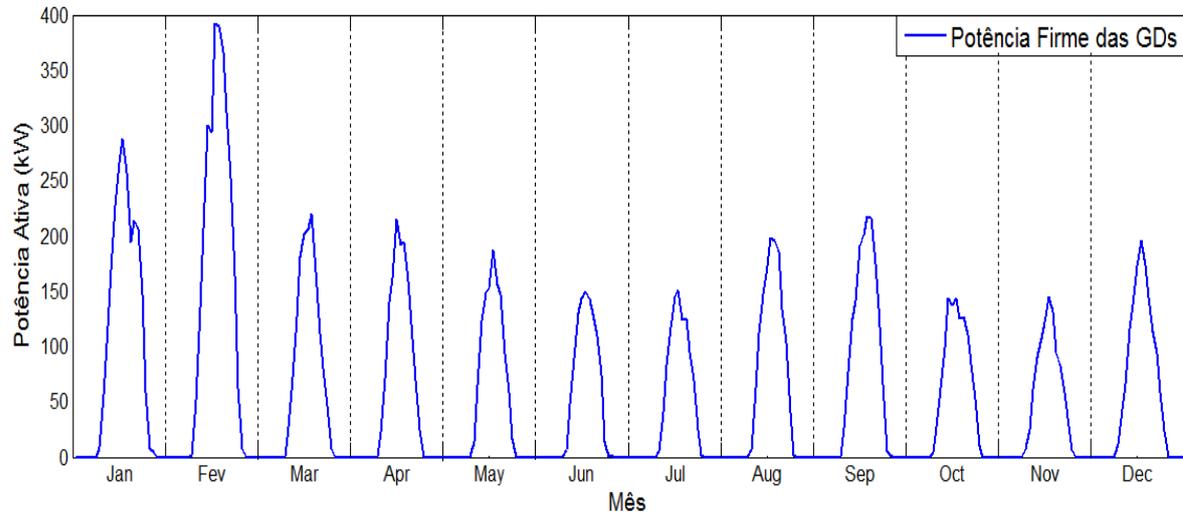
Figura 12 – PDF da potência gerada pelas GDs no período (janeiro – 16 horas) e seu respectivo VaR



Fonte: produção do próprio autor

Nota-se que o método de Monte Carlo é aplicado 288 vezes, gerando como resultado 288 PDFs como a exemplificada na Figura 12. Sendo assim, a curva anual da potência firme das GDs é composta por 288 valores (o VaR de cada PDF). Um exemplo de curva anual de potência firme das GDs, usando a metodologia proposta, é mostrado na Figura 13.

Figura 13 – Exemplo de curva anual da potência firme das GDs.



Fonte: Produção do próprio autor.

3.5 – Determinação da Variação do Pico Anual de Demanda

Para determinar a variação do pico da demanda nos alimentadores ocasionado pela inserção das GDs, será utilizado o método da superposição, que consiste em determinar a potência líquida de um alimentador em cada um dos 288 intervalos com base na subtração da potência demandada pelas cargas da potência firme das GDs. De posse desses resultados, se verificará qual GD (ou grupo de GDs) se adequa melhor ao referido ambiente no qual estão sendo instaladas, do ponto de vista de redução do pico anual de demanda da rede. O equacionamento do método da superposição está mostrado na Equação (28).

$$P_{liq}(i) = P_{ali}(i) - PF_{GDs}(i) \quad (28)$$

Onde:

$P_{liq}(i)$ potência líquida na entrada da subestação (kW) no intervalo i ;

$P_{ali}(i)$ potência líquida na entrada da subestação sem GDs (kW) no intervalo i ;

$PF_{GDs}(i)$ potência firme das GDs (kW) no intervalo i .

3.6 – Inserção da Metodologia no Processo de Previsão de Demanda

Na Seção 2.3, foram citadas as bases sobre as quais as distribuidoras de energia elétrica brasileiras devem desenvolver os estudos de previsão de demanda, definidas no módulo 2 do PRODIST (Brasil, 2015b). O requisito mais crítico atualmente é a necessidade de considerar os impactos da conexão da geração distribuída, observando suas características de geração, disponibilidade e sazonalidade.

Tal complexidade ocorre devido as características das metodologias tradicionais de PC não possuírem capacidade de lidar com o cenário de penetração de GDs nas redes. Desta forma, a metodologia proposta pelo autor tem o objetivo de ser incorporada nas metodologias de PC tradicionais para lidar com este novo cenário. A abordagem proposta para realizar uma PC, com a inclusão da metodologia aqui proposta, em redes com penetração de GDs é descrita nas etapas abaixo.

1. Realizar a previsão de demanda tradicional (desconsiderando as GDs) com o intuito de obter como resultado a previsão futura da potência demandada dos consumidores conectados à rede.
2. Obter a curva anual de potência firme de todas as GDs, previstas para estar conectadas à rede, a partir da metodologia proposta pelo autor.
3. Obter a demanda futura líquida do alimentador a partir do método da superposição.

A metodologia proposta foi elaborada com o intuito de modelar este novo cenário com uma abordagem simples e que seja facilmente implementada pelas distribuidoras, uma vez que o processo de PC tradicional continua o mesmo, ou seja, propõe-se apenas um ajuste para considerar a influência das GDs no processo tradicional.

CAPÍTULO 4: RESULTADOS

4.1 – Levantamento dos dados históricos

Para determinar a potência gerada pelas GDs e aplicar a metodologia, foram utilizados 5 anos (entre janeiro de 2010 a dezembro de 2014) de séries históricas da velocidade do vento, da irradiação solar e da temperatura ambiente de uma mesma região. Vale ressaltar que as séries foram separadas em 288 intervalos horários para extrair as características horosazonais da geração, como foi exemplificado na Figura 9. Considerando um mês com 30 dias, cada segmento de tempo possui cerca de 150 medições (30 dias por mês x 5 anos).

Com as séries históricas da velocidade do vento e da irradiação solar separadas em cada segmento de tempo, é necessário calcular a média (μ) e o desvio padrão (σ) para cada intervalo de cada variável para calcular os fatores das suas respectivas distribuições.

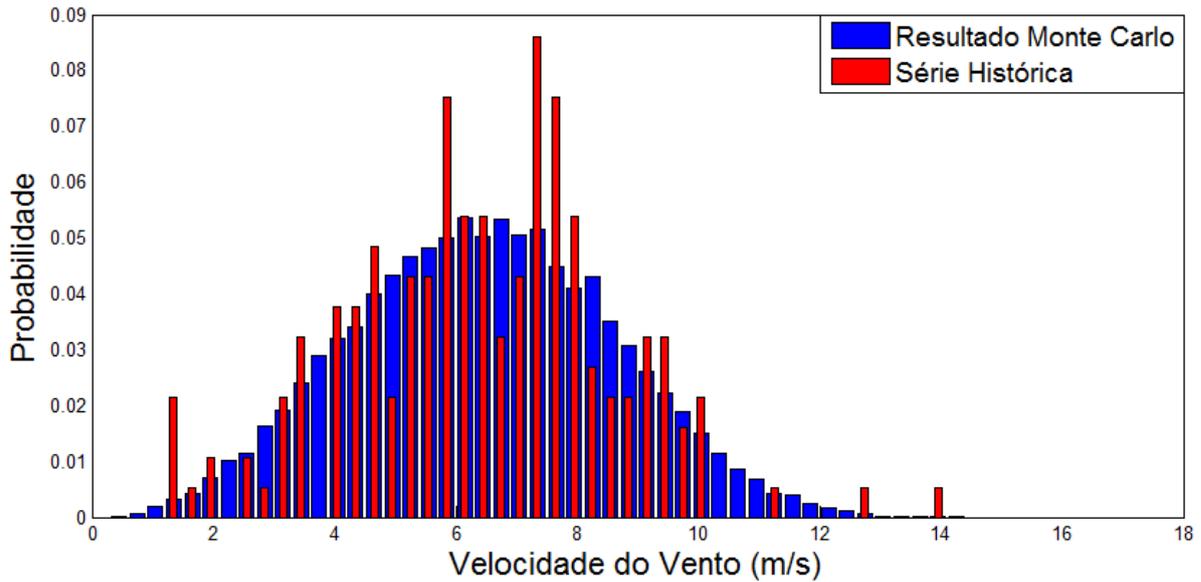
4.2 – Simulação de Monte Carlo

4.2.1 – Geração Eólica

Como foi escolhida a distribuição de Weibull para modelar o perfil da velocidade do vento, os valores da média e do desvio padrão da velocidade do vento, de cada intervalo i , são utilizados para calcular os fatores $k(i)$ e $c(i)$ da distribuição de Weibull, respectivamente pelas Equações (16) e (17).

Para cada intervalo de tempo é realizado um método de Monte Carlo com 20000 iterações. A primeira etapa para realizar a simulação de Monte Carlo da geração eólica consiste em gerar os 20000 valores aleatórios de velocidade do vento do período, escolhidos aleatoriamente na PDF de Weibull do respectivo intervalo de tempo. A Figura 14 mostra a PDF da série histórica da velocidade do vento no mês de janeiro às 15 horas e a PDF obtida com a simulação de Monte Carlo para o mesmo período.

Figura 14 – PDF da série histórica em (Jan – 15 horas) e a gerada pela simulação de Monte Carlo



Fonte: Produção do próprio autor.

A Figura 14 mostra que a PDF obtida com a simulação de Monte Carlo segue a tendência da série histórica, apesar da pequena diferença entre as duas PDFs. O principal motivo dessa diferença consiste no fato de que a PDF da série histórica foi construída com apenas 155 amostras. Esta diferença tende a diminuir à medida que a série histórica aumenta.

Com o intuito de aplicar a metodologia e apresentar os resultados, será considerado um grupo com 50 geradores eólicos (totalizando uma potência instalada de 500 kW), cujas especificações técnicas estão mostradas no Quadro 2 e os dados da potência gerada em função da velocidade do vento obtida do manual do fabricante está mostrada no Quadro 3.

Quadro 2 – Especificações técnicas dos geradores eólicos utilizados

Características dos Geradores Eólicos			
Potência Nominal (kW)	Velocidade de <i>Cut-in</i> (m/s)	Velocidade Nominal (m/s)	Velocidade de <i>Cut-out</i> (m/s)
10	2,5	11	20

Fonte: Produção do próprio autor.

Quadro 3 – Potência gerada pelos GEs em função da velocidade do vento

Velocidade do Vento (m/s)	Potência de Saída (kW)	Velocidade do Vento (m/s)	Potência de Saída (kW)
0,5	-12	10,5	7849
1,0	-12	11,0	8863
1,5	-11	11,5	9928
2,0	0	12,0	10885
2,5	39	12,5	11619
3,0	102	13,0	12019
3,5	229	13,5	12276
4,0	399	14,0	12395
4,5	596	14,5	12449
5,0	848	15,0	12495
5,5	1151	15,5	12508
6,0	1510	16,0	12546
6,5	1938	16,5	12555
7,0	2403	17,0	12503
7,5	2949	17,5	12528
8,0	3602	18,0	12442
8,5	4306	18,5	12396
9,0	5071	19,0	12208
9,5	5960	19,5	11878
10,0	6856	20,0	11989

Fonte: Produção do próprio autor.

Os dados do Quadro 3 foram utilizados para encontrar os coeficientes de um polinômio de grau 9, por meio do método dos mínimos quadrados. Tal polinômio modela a potência gerada pela turbina quando ela estiver operando com regimes de vento entre a faixa de velocidade de *cut-in* e *cut-out* (para as demais velocidades de vento a potência é nula). Os 10 coeficientes do polinômio de grau 9 foram obtidos pela função *polyfit* do *software* Matlab, cujos valores estão mostrados no Quadro 4.

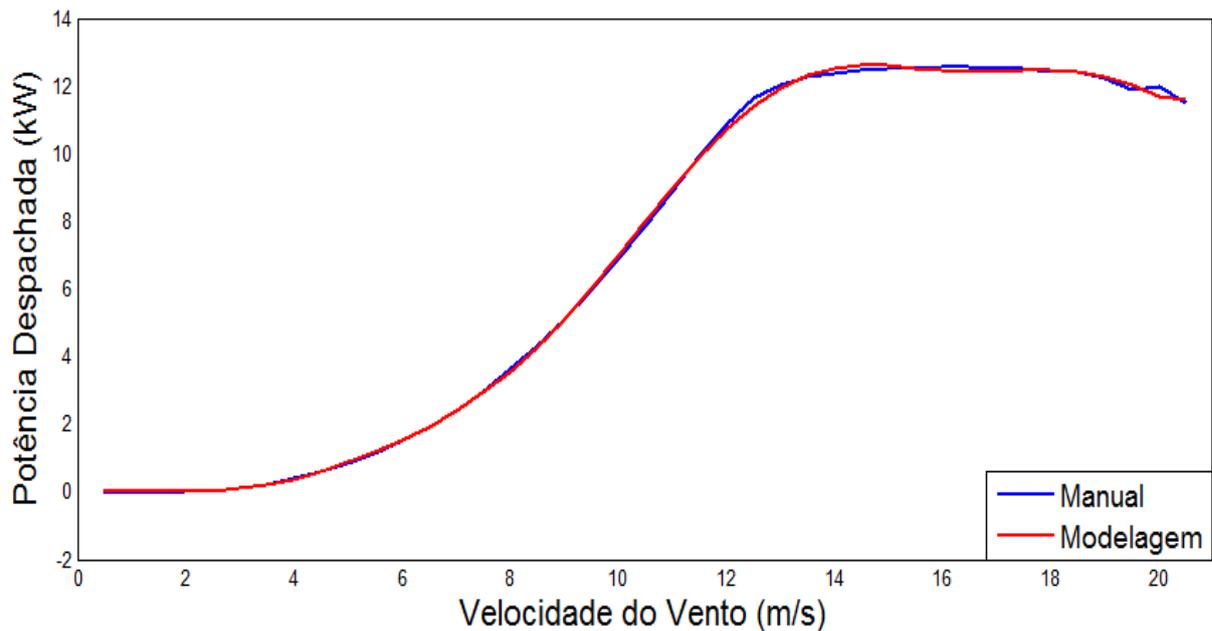
Quadro 4 – Coeficientes do polinômio de grau 9

Coeficiente	a	b	C	d	e
Valor	7,8341e-08	-7,7435e-06	3,2261e-04	-0,0074	0,1014
Coeficiente	f	g	H	i	J
Valor	-0,8643	4,5581	-14,2447	24,0541	-16,8149

Fonte: Produção do próprio autor.

Para mostrar o quão precisa é a modelagem da potência gerada pela turbina eólica, a Figura 15 mostra a curva da potência gerada a partir dos dados do manual do fabricante e a curva da potência gerada a partir da modelagem supracitada. Vale ressaltar que o coeficiente de determinação (R^2) entre as curvas é de 0,9996 (99,96%), ou seja, a métrica comprova que a modelagem para esta turbina foi precisa.

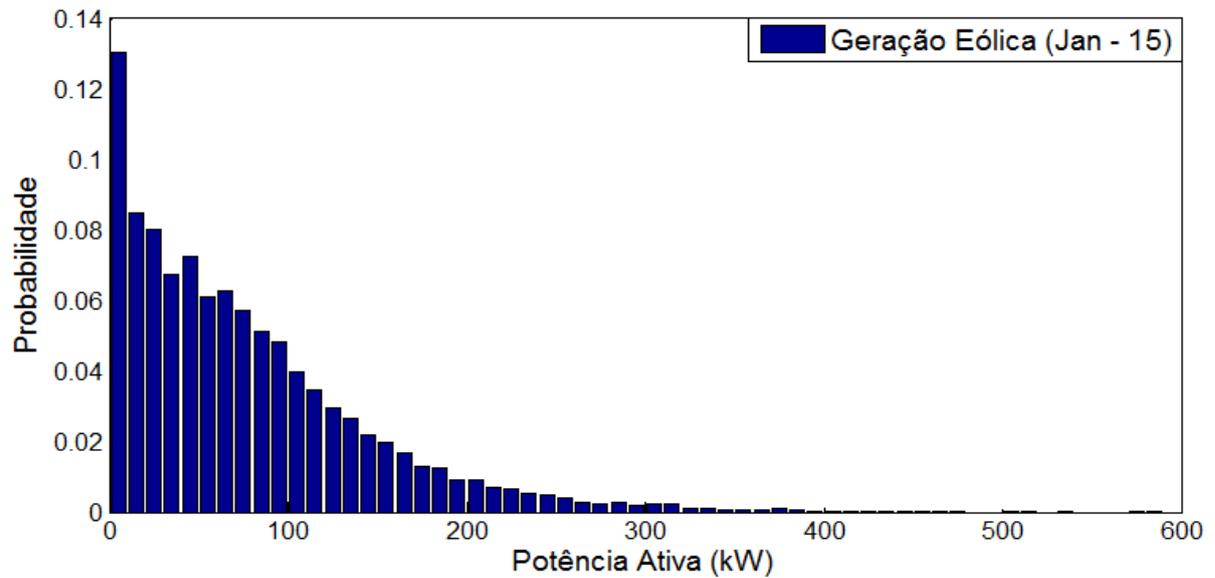
Figura 15 – Comparação entre a curva da potência gerada pelos GE do manual do fabricante e da modelagem



Fonte: Produção do próprio autor.

A partir do modelo da potência gerada por um GE em função da velocidade do vento, para cada um dos 20000 números da velocidade do vento gerados de um intervalo horário específico, determina-se a potência gerada pela turbina e, multiplicando-se este valor pelo número de turbinas, obtém-se a potência do grupo de geradores. Logo, o resultado da simulação de Monte Carlo da geração eólica para cada um dos 288 intervalos será uma PDF, construída com os 20000 valores de potência gerada por todos os 50 GEs juntos. A Figura 16 mostra um exemplo de PDF da potência gerada pelo grupo de GEs no intervalo correspondente ao mês de janeiro às 15 horas.

Figura 16 – PDF da potência gerada pelos GEs no intervalo (Jan – 15 horas)



Fonte: Produção do próprio autor.

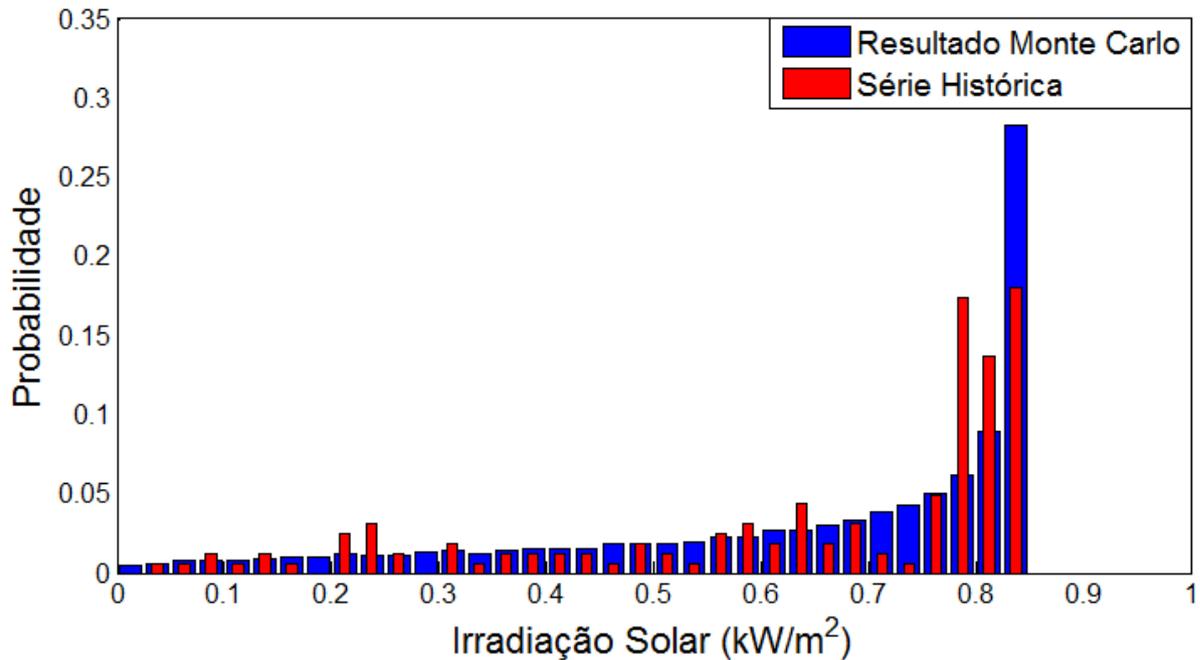
Devido ao fato dos geradores eólicos não produzirem energia quando a velocidade do vento é menor que a velocidade de *cut-in*, geralmente os GEs têm como característica não ser uma fonte de geração firme. Figura 16 mostra que os GEs não produzem energia em mais de 13% do tempo, no intervalo de janeiro às 15 horas. Em alguns períodos de regime de ventos com pouca velocidade, uma característica da região de estudo, as turbinas chegam a ficar mais de 80% do tempo sem produzir energia. Tal fato indica que a geração eólica, para a região avaliada neste trabalho, não se apresenta como uma fonte confiável do ponto de vista de disponibilidade.

4.2.2 – Geração Fotovoltaica

Como foi escolhida a distribuição Beta para modelar o perfil da irradiação solar, os valores da média e do desvio padrão da irradiação solar, de cada intervalo i , são utilizados para calcular os fatores de forma $\beta(i)$ e $\alpha(i)$ da distribuição de Weibull, respectivamente pelas Equações (20) e (21).

Análogo à geração eólica, para cada intervalo de tempo é realizada uma simulação Monte Carlo com 20000 iterações. A Figura 17 mostra a PDF da série histórica da irradiação solar no mês de janeiro às 15 horas e a PDF obtida com a simulação de Monte Carlo para o mesmo período.

Figura 17 – PDF da série histórica da irradiação solar em (Jan – 15 horas) e a gerada pelos números “aleatórios”



Fonte: Produção do próprio autor.

Assim como foi evidenciado no caso da velocidade do vento (Figura 14), a Figura 17 mostra que a PDF obtida a partir da simulação de Monte Carlo segue a tendência da série histórica, apesar de uma pequena diferença entre ambas. O principal motivo dessa diferença também consiste no fato de que a PDF da série histórica foi construída com apenas 155 amostras.

No estudo da potência fornecida pela geração fotovoltaica foi considerado um cenário com 4000 PVs instalados na região de estudo, cujas especificações técnicas de cada painel estão mostradas no Quadro 5.

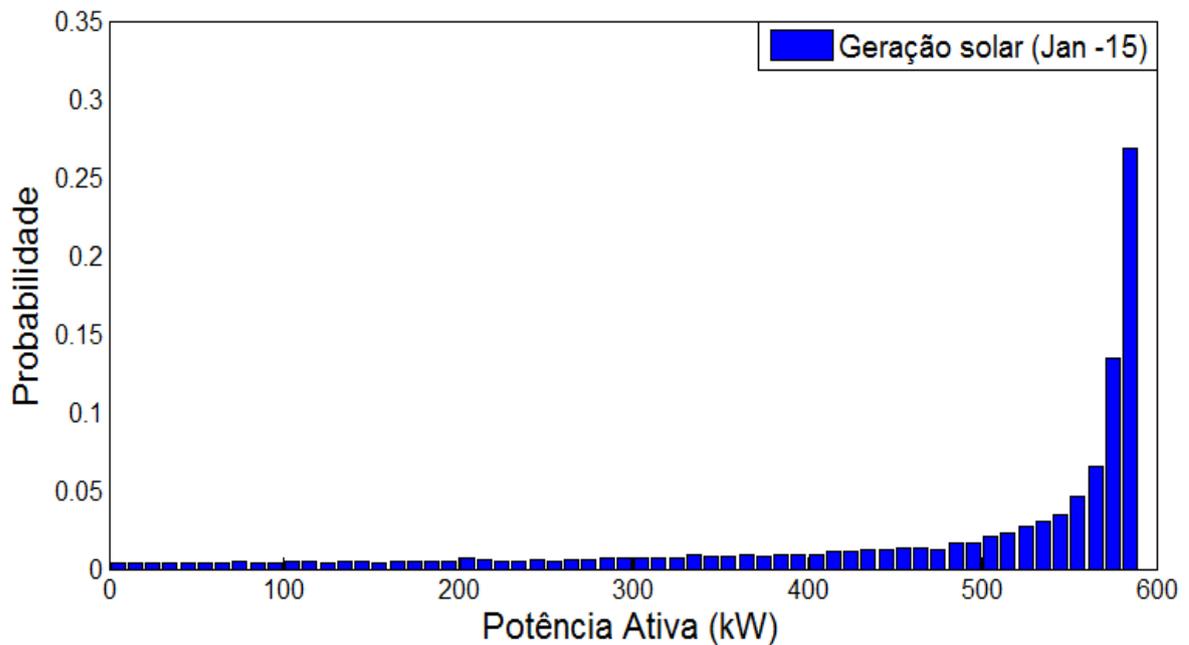
Quadro 5 – Especificações técnicas dos painéis fotovoltaicos utilizados

Características do painel	Valor
Potência de pico (Wp)	250
Tensão em circuito aberto (V)	38,4
Corrente de curto-circuito	8,79
Tensão no ponto de máxima potência (V)	30,4
Corrente no ponto de máxima potência (A)	8,24
Coefficiente tensão/temperatura (V/°C)	0,33
Coefficiente corrente/temperatura (A/°C)	0,06
Temperatura nominal de operação da célula (°C)	46

Fonte: Produção do próprio autor.

Para cada um dos 20000 números de irradiação solar gerados em um intervalo horário, a potência gerada por um painel é calculada através das Equações (9), (10), (11), (12) e (13) e, multiplicando este valor pelo número de painéis, obtém-se a potência do grupo de PVs. Logo, o resultado da simulação de Monte Carlo da geração solar para cada um dos 288 intervalos será uma PDF construída a partir dos 20000 valores de potência gerada por todos os PVs juntos. A Figura 18 mostra um exemplo de PDF da potência gerada pelo grupo de PVs no intervalo correspondente ao mês de janeiro às 15 horas.

Figura 18 – PDF da potência gerada pelos PVs no intervalo (Jan – 15 horas)



Fonte: Produção do próprio autor.

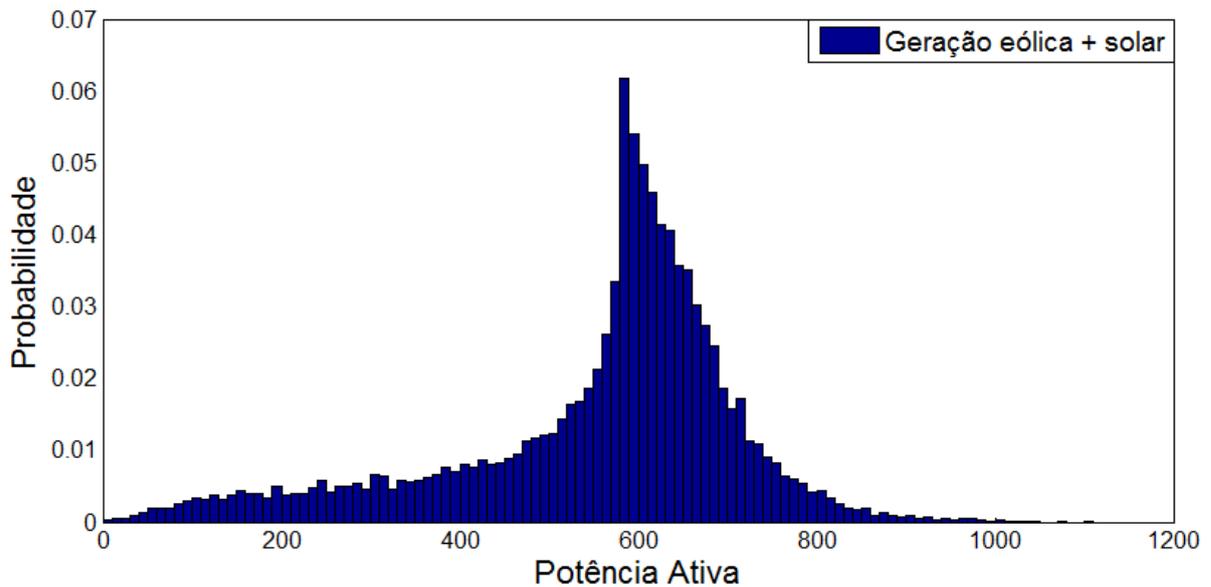
A produção de energia pelos PVs tem características bem distintas em relação à geração eólica. Nos períodos diurnos é característico haver irradiação solar pois, mesmo com o tempo nublado, parte da irradiação chega à superfície terrestre, conseqüentemente os PVs geram energia, caracterizando uma fonte com disponibilidade razoavelmente confiável nesses períodos. Em contrapartida, nos períodos noturnos não há geração alguma de energia.

3.2.3 – Potência Gerada pelas GDs

O termo intitulado potência gerada pelas GDs corresponde à potência fornecida pela geração eólica e fotovoltaica juntas. Desta forma, para cada iteração do Método de Monte Carlo são calculadas respectivamente a potência fornecida pelos GEs (mostrada na Subseção 3.2.1) e pelos PVs (mostrada no Subseção 3.2.2). Logo, a soma destas potências resulta na potência gerada pelas GDs da respectiva iteração.

Logo, para cada intervalo horário, o resultado da potência gerada pelas GDs pelo método de Monte Carlo é uma PDF construída a partir de 20000 simulações. A PDF da potência gerada pelas GDs no intervalo correspondente ao mês de janeiro às 15 horas está mostrada na Figura 19.

Figura 19 – PDF da potência gerada pelas GDs no intervalo (Jan – 15 horas)



Fonte: Produção do próprio autor.

Vale ressaltar que a simulação de Monte Carlo tem como resultado 288 PDFs da potência gerada pelas GDs. Essas PDFs têm como objetivo retratar o comportamento probabilístico da potência anual fornecida pelas GDs.

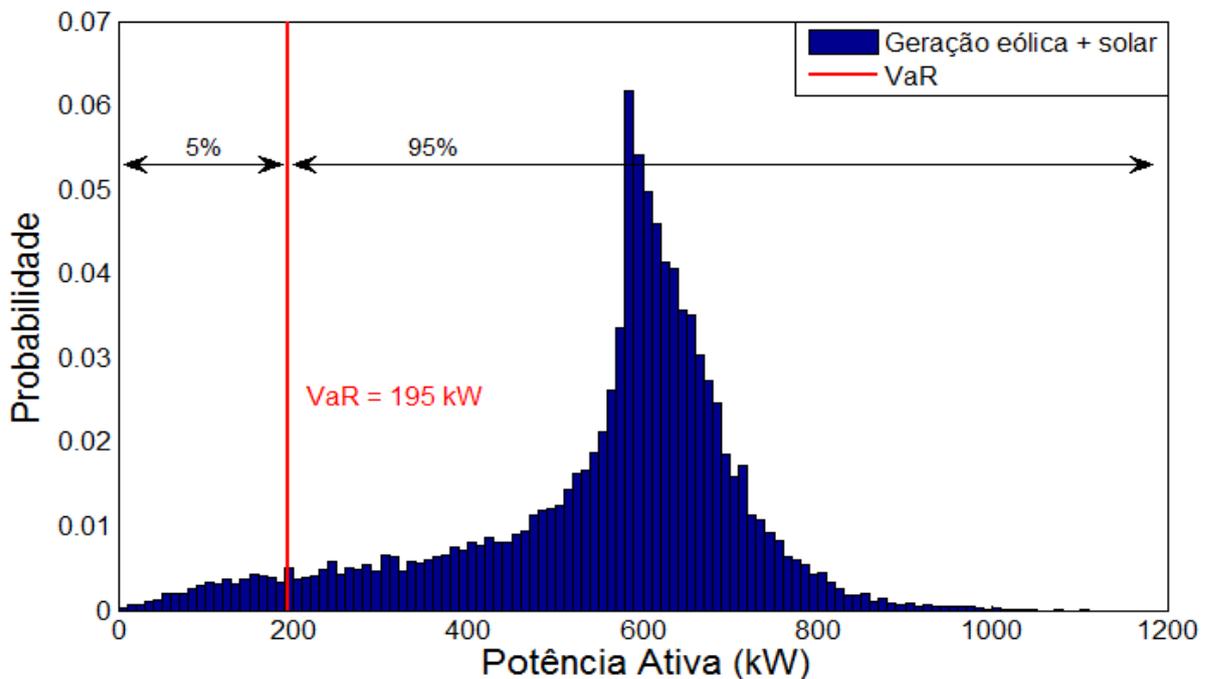
3.3 – Potência Firme das GDs

A potência firme das GDs é determinada com a aplicação da ferramenta de análise de riscos *Value at Risk* (VaR), considerando um nível de confiança (ζ), a partir dos resultados obtidos na simulação de Monte Carlo. A primeira etapa para determinar o VaR de cada uma das 288 PDFs da potência gerada pelas GDs consiste em ordenar o vetor, que contém resultados das 20000 iterações do respectivo intervalo, em ordem crescente. Com a ordenação realizada, o termo j do vetor ordenado que corresponderá ao VaR é calculado como na Equação (29).

$$j = (1 - \zeta) * 20000 \quad (29)$$

Para exemplificar, o VaR da PDF mostrada na Figura 19, considerando um nível de confiança (ζ) de 95%, corresponde ao milésimo (1000º) elemento do vetor ordenado da potência gerada pelas GDs no intervalo do mês de janeiro às 15 horas. Tal valor também representa a potência firme das GDs no intervalo considerando o nível de confiança de 95%. A Figura 20 mostra a PDF supracitada com seu respectivo VaR considerando um ζ de 95%.

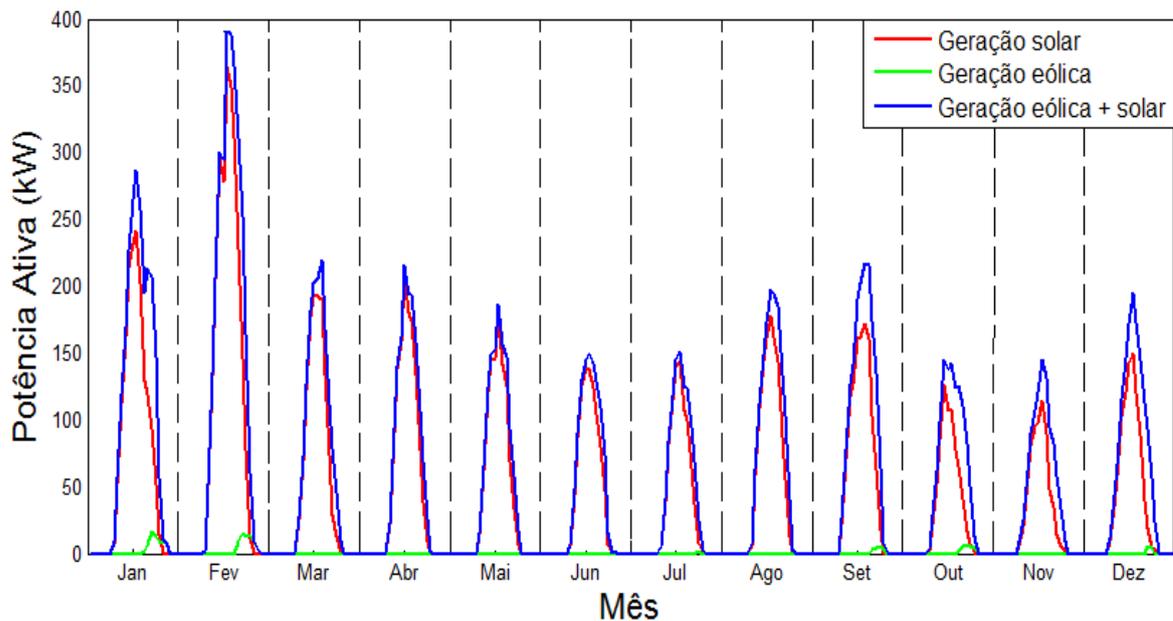
Figura 20 – PDF da potência gerada pelas GDs (Jan – 15) e seu respectivo VaR



Fonte: Produção do próprio autor.

Como o modelo divide o ano em 288 segmentos de tempo para extrair as características horosazonais da geração, a potência firme anual dos grupos de GDs é caracterizada por uma curva composta por 288 valores (o VaR de cada PDF). As curvas da potência firme do grupo de GEs, dos PVs e das GDs (Geração eólica + fotovoltaica) considerando um ζ de 95% estão mostradas na Figura 21.

Figura 21 – Curva anual da potência firme de diferentes grupos de GDs

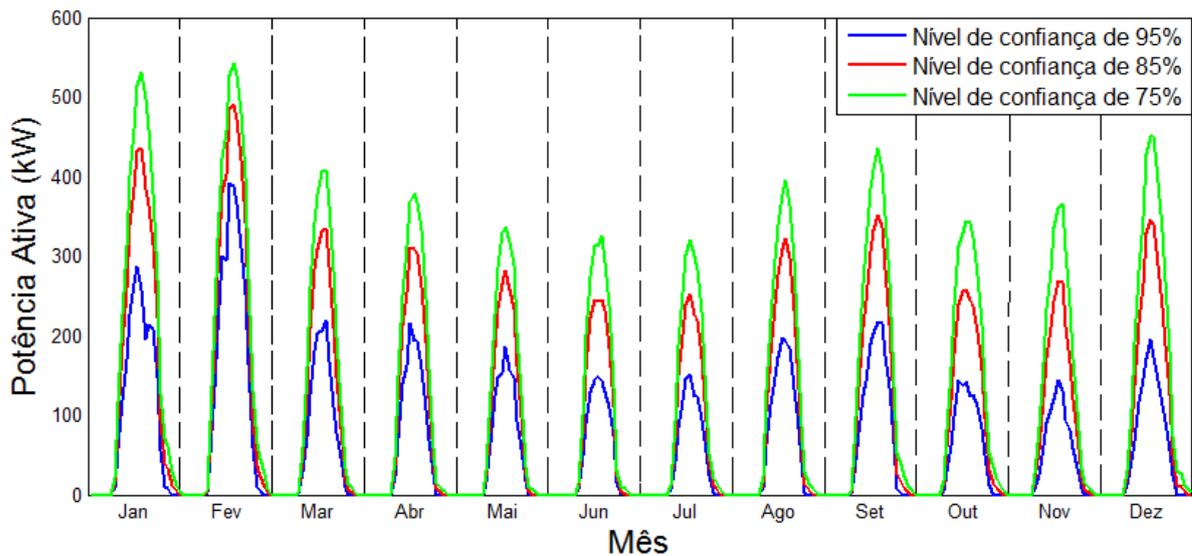


Fonte: Produção do próprio autor.

Na Figura 21 podem ser observadas três características importantes. A primeira consiste no fato de que a geração eólica sozinha praticamente não possui potência firme para um nível de confiança alto, tal fato ocorre por consequência da geração eólica não produzir energia para velocidade de vento abaixo da velocidade de *cut-in* da turbina, característica que a torna uma fonte de energia com baixa confiabilidade do ponto de vista de disponibilidade ao se considerar os perfis de vento da região de estudo. A geração fotovoltaica apenas possui potência firme nos períodos diurnos. A potência firme de ambas as GDs segue a tendência da curva da geração fotovoltaica, porém a geração eólica contribui significativamente com um acréscimo no valor potência firme (mesmo nos períodos que não possui potência firme sozinha), contribuição que comprova uma das vantagens de se possuir uma matriz energética diversificada.

Além disso, a escolha do nível de confiança na metodologia influencia diretamente nos resultados da curva de potência firme das GDs, pois quando ζ é diminuído, o termo j do vetor ordenado aumenta, conforme mostrado na Equação (29). Com o valor de j maior, o VaR para este novo valor de ζ deve ser obrigatoriamente maior ou igual ao VaR anterior. A Figura 22 mostra a curva anual da potência firme do grupo contendo ambas as GDs (geração eólica e fotovoltaica) para diferentes valores de ζ .

Figura 22 – Curva anual da potência firme das GDs para diferentes valores de ζ



Fonte: Produção do próprio autor.

4.4 – Método da Superposição

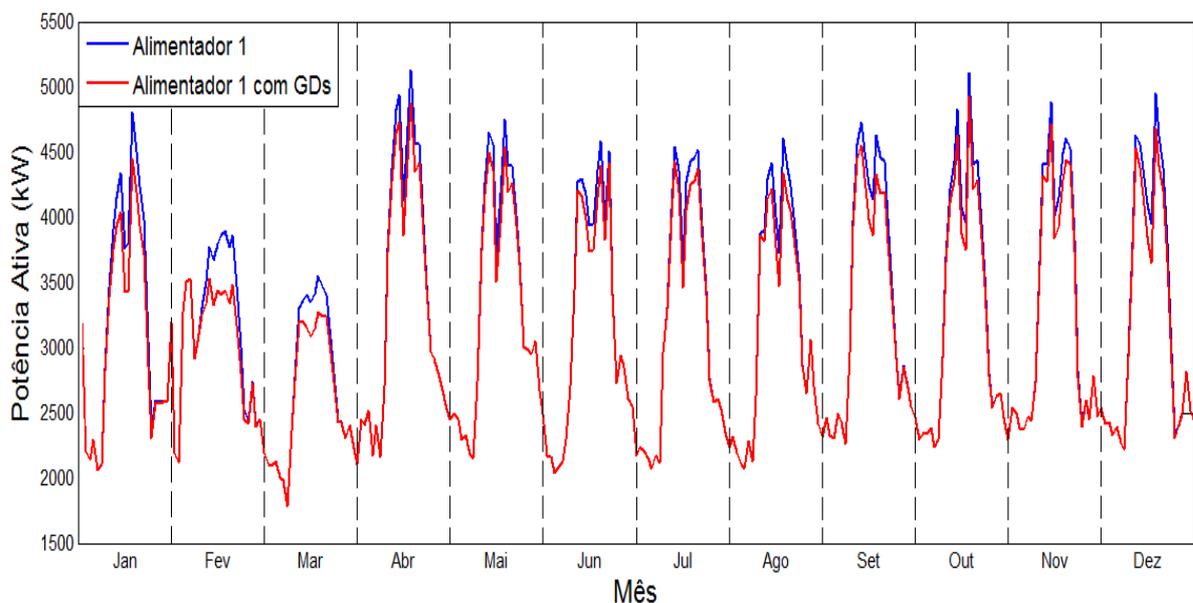
O método da superposição define a potência líquida na entrada do alimentador a partir da subtração da curva de potência demandada pelas cargas (prevista a partir de uma PC tradicional) e a curva de potência firme das GDs. Entretanto, não está no escopo do presente trabalho realizar uma metodologia de PC para determinar a carga futura prevista nos alimentadores, então, a solução encontrada para aplicar o método da superposição foi utilizar a memória de massa anual de demanda de 3 alimentadores reais, cujas estruturas físicas estão localizadas na mesma região de onde foram obtidas as séries históricas da velocidade do vento, da irradiação solar e da temperatura ambiente e que não pode ser divulgada, pois foi assinado um termo de sigilo com a distribuidora que forneceu tais dados técnicos ao autor.

Todos os alimentadores utilizados são trifásicos com carga desequilibrada e possuem características distintas: o alimentador 1 tem como característica possuir majoritariamente clientes do setor industrial e a sua tensão nominal é 11,4 kV, já o alimentador 2 possui a maioria dos clientes pertencentes às classes residencial e comercial e sua tensão nominal de operação é 13,8 kV; por fim, o alimentador 3 possui a maioria dos clientes do setor residencial, tensão nominal de 11,4 kV e seu pico de demanda ocorre à noite.

Para mostrar os resultados graficamente, a curva anual de demanda dos alimentadores também foi dividida em 288 intervalos horários (igual a da potência firme), visto que o valor de demanda de cada intervalo foi definida como a máxima potência demandada registrada no respectivo intervalo, obtida a partir da memória de massa dos alimentadores.

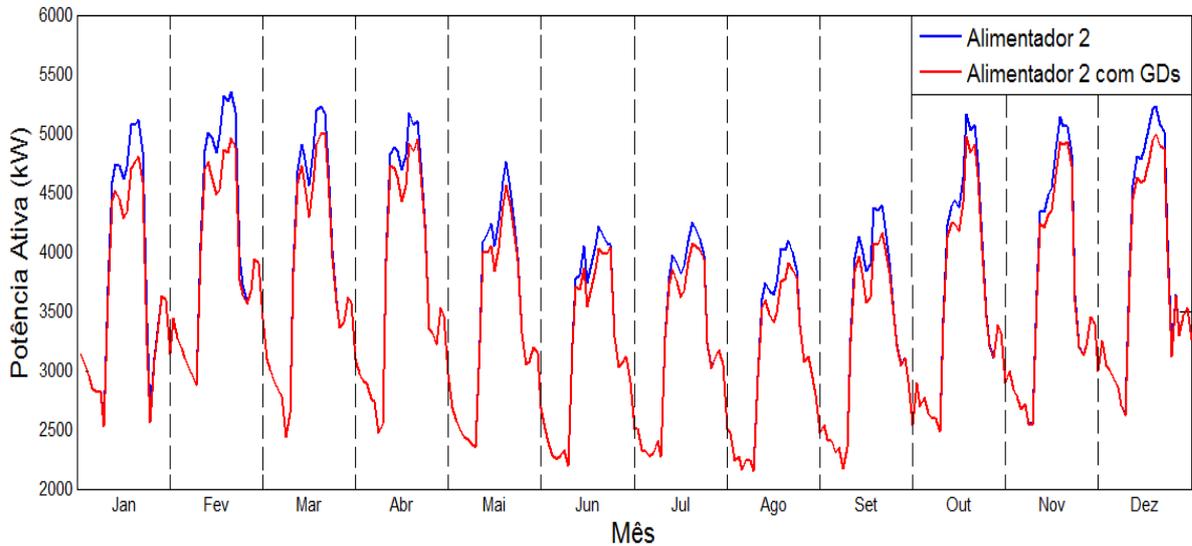
Com a formatação da curva anual da demanda dos alimentadores, a potência líquida na entrada dos alimentadores é determinada com base na Equação (28). Observe que as perdas técnicas de potência no alimentador são desprezadas no método da superposição. A Figura 23, Figura 24 e Figura 25 mostram as curvas anuais de demanda (com e sem GDs conectadas) respectivamente do alimentador 1, do alimentador 2 e do alimentador 3; considerando um nível de confiança de 90%.

Figura 23 – Curva anual de potência demandada pelo alimentador 1



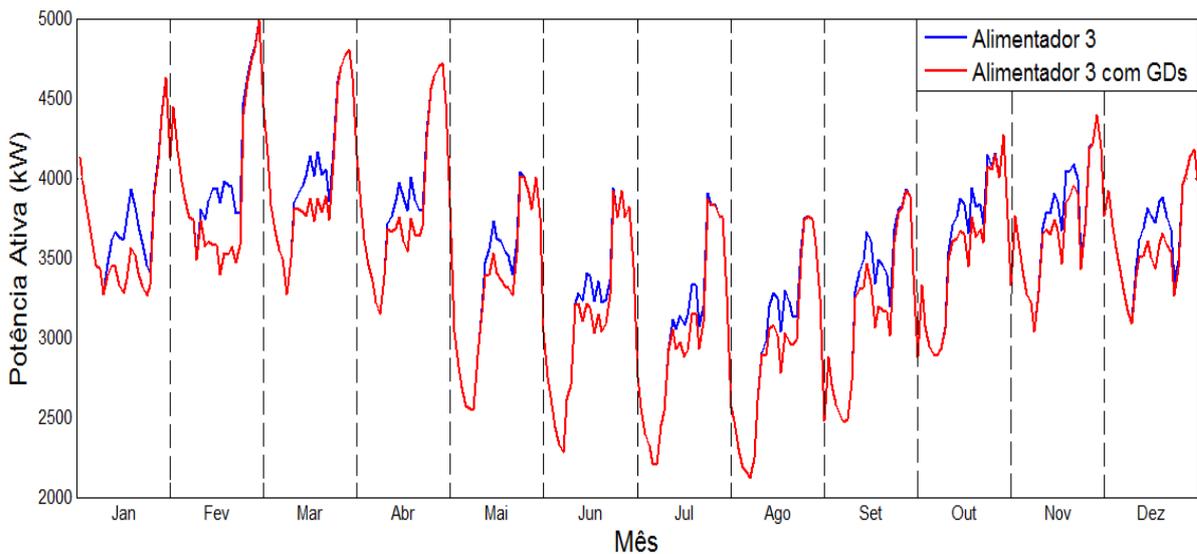
Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 24 – Curva anual de potência demandada pelo alimentador 2



Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 25 – Curva anual de potência demandada pelo alimentador 3



Fonte: Produção do próprio autor.

Ao se observar as curvas anuais de potência demandada pelos alimentadores 1 e 2, tem-se que houve uma redução significativa da demanda anual de pico destes alimentadores com a inserção de GDs. Em contrapartida, no alimentador 3 não houve esta redução, tal fato ocorre por consequência do pico de demanda deste alimentador acontecer à noite (por volta das 22 horas), momento em que é característico não haver potência firme (considerando um nível de confiança de 90%), pois não há irradiação solar nestes períodos. A Tabela 3 mostra quais foram as demandas anuais de pico dos alimentadores mostrados nos gráficos anteriores.

Tabela 3 – Pico anual de demanda nos alimentadores com e sem GDs

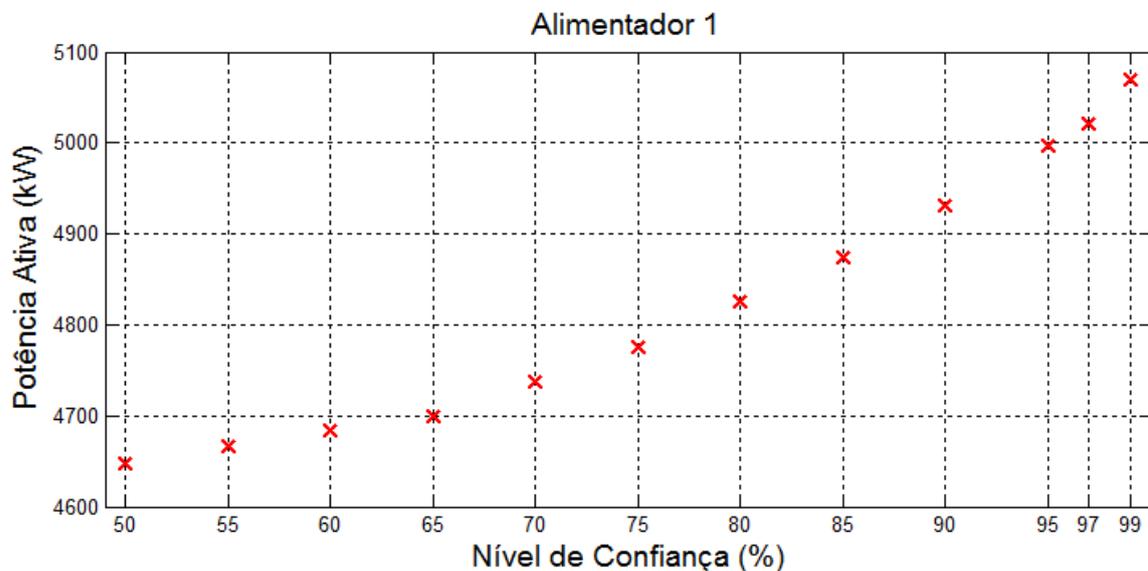
Alimentador	Alimentador 1	Alimentador 2	Alimentador 3
Demanda anual de pico (kW) (sem GDs)	5124	5345	4986
Demanda anual de pico (kW) (com GDs)	4929	5003	4986
Varição da demanda (kW)	-195	-342	0

Fonte: Produção do próprio autor.

Considerando um nível de confiança de 90%, a Tabela 3 mostra que quando foi inserido nos alimentadores os 4000 PVs e os 50 GEs, houve uma redução de 195 kW de pico de demanda no alimentador 1 e 342 kW no alimentador 2.

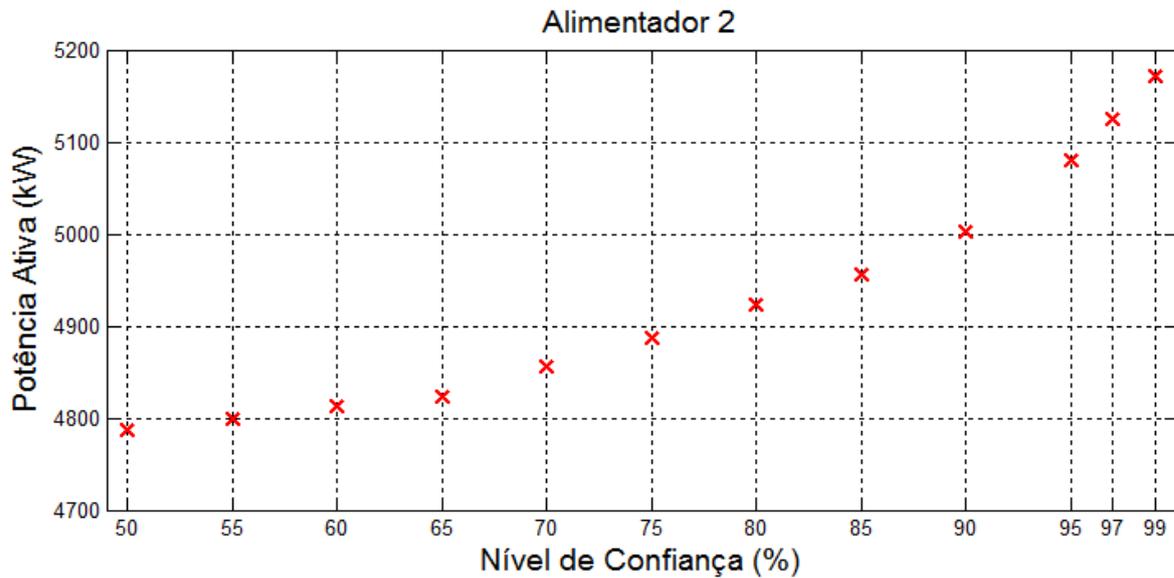
Todavia, as curvas anuais de potência demandada líquida pelos alimentadores apenas mostram os resultados para um valor de nível de confiança. A alternativa adotada para mostrar a variação da demanda líquida na entrada dos alimentadores, ocasionada pelas GDs, para diversos valores de ζ , foi criar gráficos da demanda anual de pico do alimentador em função de ζ . A Figura 26 e a Figura 27 mostram respectivamente a demanda anual de pico na entrada do alimentador 1 e do alimentador 2, para diversos valores de ζ .

Figura 26 – Demanda anual de pico do alimentador 1 em função do nível de confiança



Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 27 – Demanda anual de pico do alimentador 2 em função do nível de confiança



Fonte: Produção do próprio autor.

De posse dos resultados dos gráficos da demanda anual de pico em função de ζ , observa-se que quanto maior for o nível de confiança requisitado para o sistema, maior será a potência demandada no alimentador. Logo, quanto mais confiável a concessionária planeja tornar a rede, maior deverá seu investimento para atender a demanda prevista do alimentador. Além disso, cabe ressaltar que o gráfico do alimentador 3 não foi construído pois as GDs praticamente não aliviam a demanda anual de pico do referido alimentador.

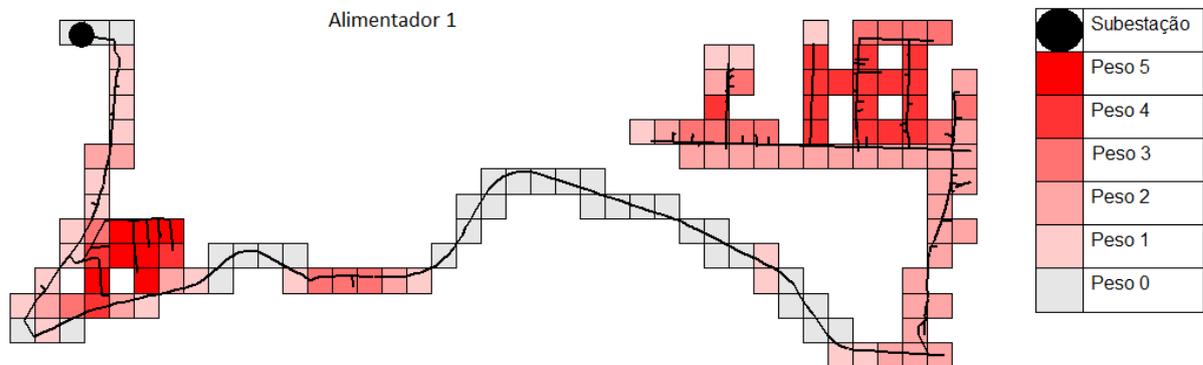
4.5 – Distribuição Espacial das GDs nos Alimentadores

O método da superposição gera como resultado a demanda líquida em cada intervalo horário. Porém, para realizar o fluxo de potência das redes também é necessário possuir outros dados de entrada, tais como a distribuição espacial das cargas (clientes) e das GDs; e a topologia da rede.

Com o intuito determinar um plano de obras utilizando a metodologia proposta pelo autor, será realizado o fluxo de potência dos alimentadores 1 e 2 (utilizados no método da superposição) considerando a inserção do mesmo grupo de GDs utilizado nos estudos anteriores (1 MWp de PVs e 500 kW de GEs), em cada alimentador. Vale ressaltar que esta análise não foi realizada no alimentador 3 pois as GDs não diminuem o seu pico de demanda, ou seja, não tem impacto significativo no plano de obras deste alimentador.

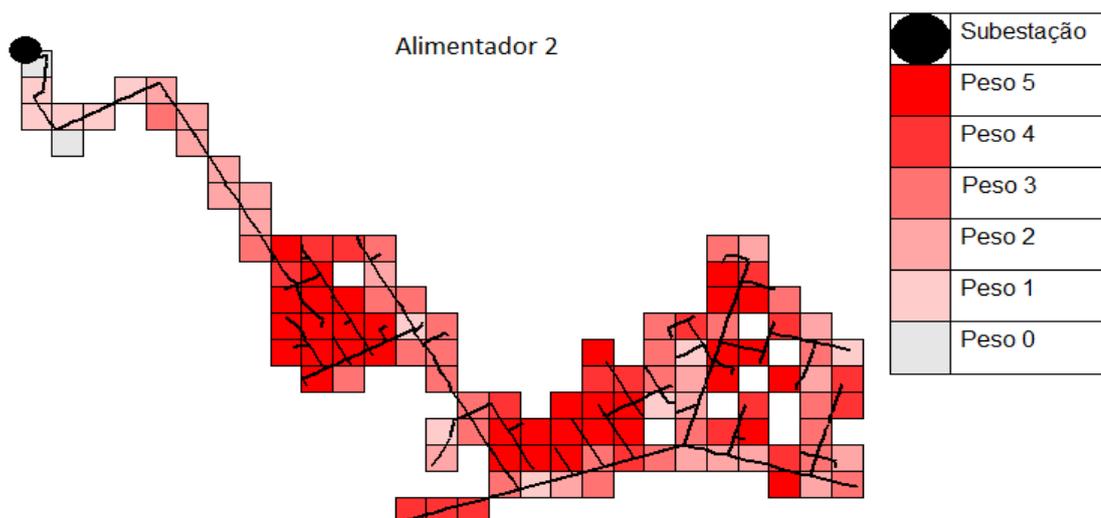
Para distribuir espacialmente as GDs ao longo dos alimentadores, o alimentador foi dividido em quadrículas com dimensões de 10.000 m² (100 m x 100 m) com base na metodologia proposta no trabalho de (Donadel, 2015). Para adotar a quantidade de GDs que será inserida nas barras de cada quadrícula, as quadrículas foram classificadas com pesos variando de 0 a 5, em que 0 corresponde a uma chance remota de ser instalada uma GD no local, por outro lado, 5 corresponde a um local com alta chance de inserção de GDs. Os pesos foram adotados empiricamente com base no conhecimento do autor. A Figura 28 e a Figura 29 mostram respectivamente os pesos das quadrículas do alimentador 1 e do alimentador 2.

Figura 28 – Pesos das quadrículas do alimentador 1



Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 29 – Pesos das quadrículas do alimentador 2

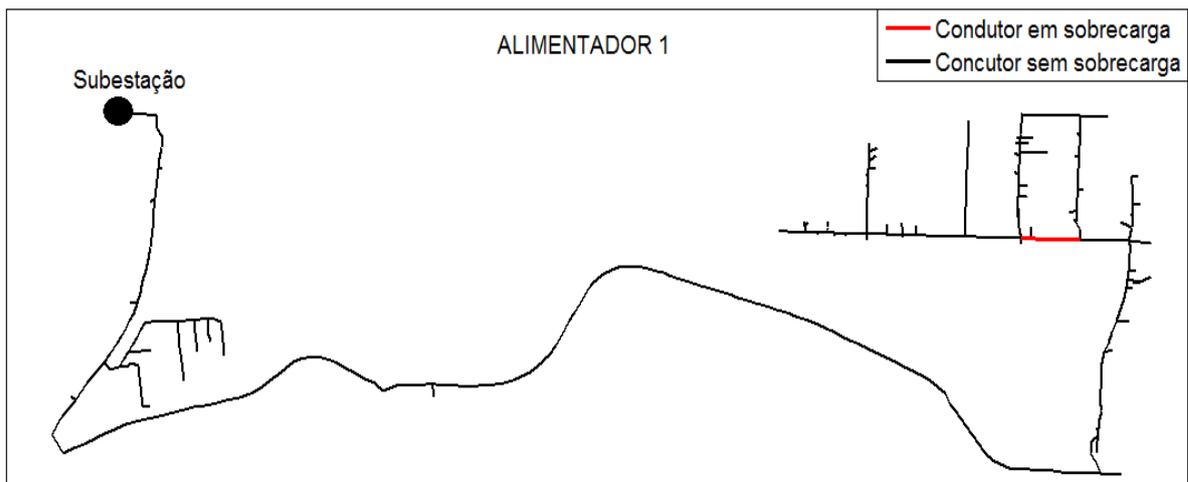


Fonte: Produção do próprio autor.

Como os alimentadores são redes A4 (classe 15 kV), a faixa adequada de tensão em regime permanente varia de 0,93 pu e 1,05 pu. Em relação ao carregamento, foi considerado o critério em que há dois circuitos que socorrem um outro em contingência, fazendo com que seja permitido aos condutores conduzirem, em regime permanente, com um carregamento de 66% do seu limite térmico. Desta forma, quando um dos casos supracitados é violado, é necessário realizar obras para readequar os níveis de tensão e/ou carregamento.

A avaliação da necessidade de obras no alimentador é realizada com base nos resultados do fluxo de potência da rede considerando o pior caso (do ponto de vista de tensão e carregamento). O pior caso considerado neste estudo foi o intervalo horário em que se registra a maior potência líquida demandada na entrada dos alimentadores, obtida com o método da superposição. Neste respectivo intervalo, o valor da potência demandada pelos alimentadores e pelas GDs são utilizados para gerar o fluxo de potência. A partir deste momento apenas será avaliado o carregamento dos alimentadores, pois em nenhum caso foi verificado níveis de tensão fora da faixa adequada. Entretanto, vale destacar que neste trabalho não foi avaliado os períodos críticos de sobretensão nos alimentadores, os quais tendem a ocorrer nos períodos em que há pouca potência demandada pelas cargas e alta geração das GDs. A Figura 30 mostra os condutores que estão em sobrecarga no caso base do alimentador 1 (sem GDs).

Figura 30 – Condutores em sobrecarga do alimentador 1



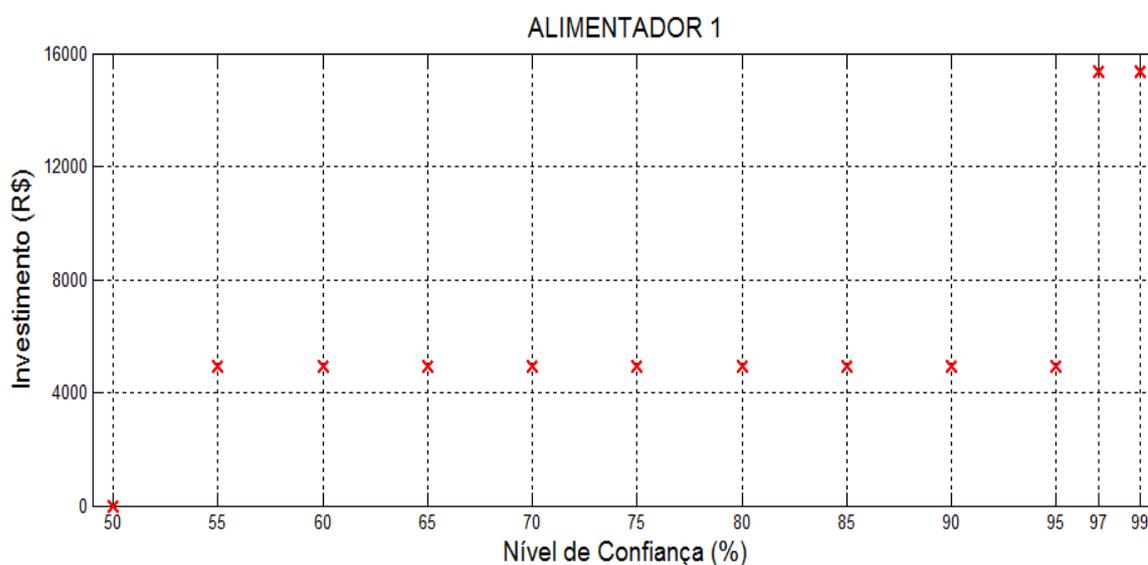
Fonte: Produção do próprio autor.

Ao observar o caso base do fluxo de potência do alimentador 1, mostrado na Figura 30, verifica-se que ocorre uma sobrecarga em um trecho de 205 metros do alimentador. O cabo do trecho em sobrecarga corresponde a um condutor 1/0 AWG, sem alma de aço, corrente de

limite térmico de 214 A. Parte deste trecho (65 m) está fluindo uma corrente de 146,6 A (68,46%), enquanto o restante do trecho em sobrecarga conduz uma corrente de 142,5 A (66,6%). De posse dos resultados, verificou-se que a solução com menor custo global para eliminar a sobrecarga no alimentador foi realizar um recondutoramento em todo o trecho, colocando um condutor 4/0 AWG, sem alma de aço e corrente de limite térmico de 334 A, tornando carregamento do trecho seja de 43,33%. O custo deste tipo de recondutoramento em regiões urbanas foi avaliado em R\$ 75.000,00 por quilômetro, sendo necessário investir aproximadamente R\$ 15.338,67 para reconduzir todo o trecho em sobrecarga.

Porém, com a inserção das GDs no alimentador, parte da potência que flui pelo trecho em sobrecarga será suprida pelas GDs instaladas a jusante do trecho. Para avaliar a influência das GDs no plano de obras do alimentador 1, uma fronteira de Pareto foi construída para analisar os investimentos mínimos necessários para adequar os níveis de tensão e carregamento do referido alimentador em função do nível de confiança que é utilizado para determinar a curva anual de potência firme das GDs. A Figura 31 mostra a fronteira de Pareto supracitada.

Figura 31 – Fronteira de Pareto dos investimentos em função do nível de confiança do alimentador 1



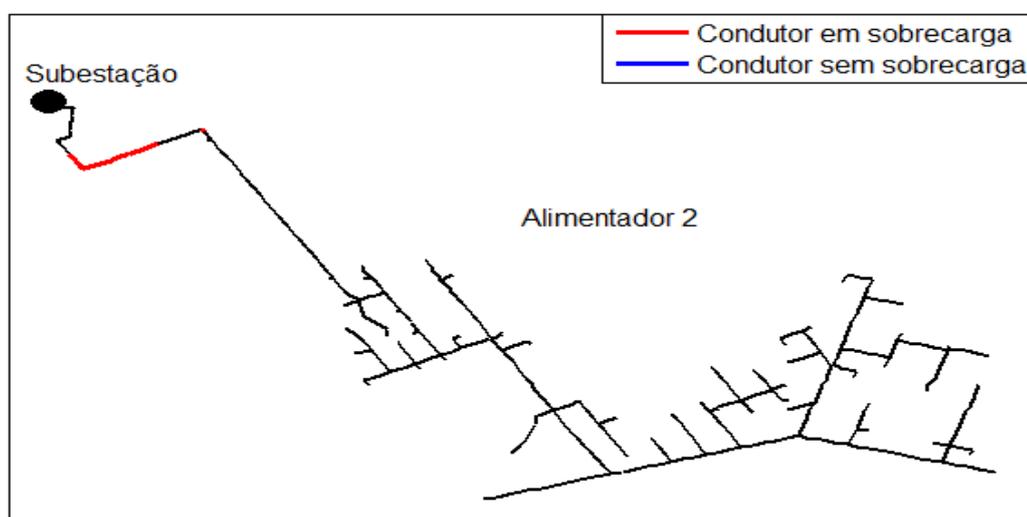
Fonte: Produção do próprio autor.

De posse dos resultados da Figura 31, a fronteira de Pareto indica ao planejador 3 opções de plano de obras do alimentador 1. Para manter um nível de confiança acima de 97%, é necessário um investimento de R\$ 15.338,67 para reconduzir todo o trecho em sobrecarga; outra opção é realizar um investimento de R\$ 4.948,11 que garante um nível de confiança de

95%; por fim, não é necessário realizar nenhum investimento se for considerado um nível de confiança na potência firme das GDs de 50%. Desta forma, verifica-se que a fronteira de Pareto é ferramenta que gera resultados de fácil interpretação, facilitando a escolha do plano de obras da concessionária.

Assim como no alimentador 1, foi realizado o fluxo de potência do caso base do alimentador 2, também considerando o pior caso da curva anual de demanda. A Figura 32 mostra os condutores do alimentador 2 que estão em sobrecarga no caso base (sem GDs).

Figura 32 – Condutores em sobrecarga do alimentador 2



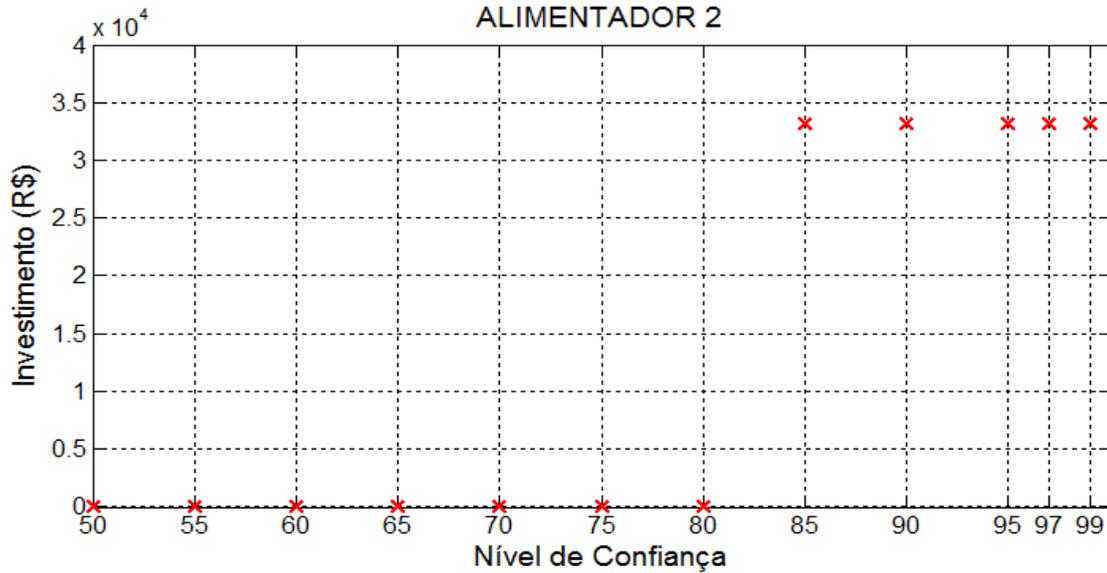
Fonte: produção do próprio autor

O alimentador 2 possui 2 trechos em sobrecarga que totalizando um comprimento de 332 m, ambos os trechos são constituídos de condutores 4/0 AWG, sem alma de aço e com capacidade térmica de condução de 334 A. Apesar de o trecho ser constituído por condutores de alta ampacidade, a corrente que flui por eles é de 229,92 A, ou seja, 68,84% da capacidade térmica; fato que torna necessário planejar um reforço para adequar o carregamento desses trechos. A alternativa mais viável é recondutorar os trechos utilizando um cabo 185 mm², cujo custo é aproximadamente de R\$ 100.000,00/km, totalizando um investimento de R\$ 33.200,00.

Como mencionado anteriormente, com a inserção das GDs no alimentador, parte da potência que flui pelo trecho em sobrecarga será suprida pelas GDs instaladas a jusante do trecho. Desta forma foi construída uma fronteira de Pareto dos investimentos com menor custo global para adequar os níveis de tensão e carregamento do referido alimentador (caso necessário) em

função do nível de confiança. A fronteira de Pareto do alimentador 2 está mostrada na Figura 33.

Figura 33 – Fronteira de Pareto dos investimentos em função do nível de confiança do alimentador 2



Fonte: Produção do próprio autor.

A fronteira de Pareto da Figura 33 indica ao planejador que as obras de recondução não são necessárias para níveis de confiança abaixo de 80%, ou seja, cabe a ele avaliar se é mais interessante correr tal risco ou realizar o investimento.

CAPÍTULO 5: CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES DE TRABALHOS FUTUROS

A principal contribuição desta dissertação foi propor uma metodologia para determinar a potência firme de grupos de GDs considerando um nível de confiança, cabendo ressaltar que ainda não foi encontrado na literatura especializada um trabalho que tenha apresentado tal metodologia.

A metodologia serve como base para diversos estudos técnicos e econômicos no planejamento das empresas concessionárias de energia que precisam prever com eficiência o carregamento de suas infraestruturas, ou seja, o intuito é que a metodologia proposta seja inserida nos procedimentos de previsão de carga tradicionais, tornando-os capazes de lidar com a natureza estocástica das unidades de geração distribuída. Além disso, este método também serve como uma ferramenta de análise econômica para clientes que possuem tarifas binômia (tarifas de energia e demanda separadas), sendo possível averiguar a rentabilidade obtida a partir da diminuição da demanda contratada, gerenciar os riscos de acordo com a mudança do nível de confiança (ζ) e verificar qual GD é mais rentável ao ser integrada na unidade consumidora.

Com a aplicação da metodologia utilizando dados reais de alimentadores e séries históricas de velocidade do vento e de irradiação solar de uma mesma região de estudo, foi constatado uma redução significativa do pico anual de demanda em alguns alimentadores, os quais variam para diferentes níveis de confiança. Além disso, foi observado que os resultados da fronteira de Pareto construídos a partir do valor do investimento das obras de reforço da rede em função do nível de confiança utilizado para determinar a potência firme das GDs geram resultados de fácil interpretação, que facilitam a escolha de um plano de obras que seja mais viável para a concessionária, ou seja, com um menor custo global para o sistema.

5.1 – Recomendações de trabalhos futuros

Alguns tópicos pertinentes ficam com sugestão para trabalhos futuros.:

- Inserir no modelo de geração de potência das GDs a correlação entre a velocidade do vento e a irradiação solar;
- Incluir como dado de entrada na Simulação de Monte Carlo dados probabilísticos da potência demandada das cargas inseridas no alimentador;
- Realizar uma metodologia para determinar a energia produzida pelas GDs considerando suas características horosazonais, ou seja, a energia produzida em cada um dos 288 intervalos horários;
- Propor uma metodologia de localização ótima de GDs no alimentador com base na sua curva anual de potência firme.
- Realizar uma análise dos períodos que é característico possuir pouca potência demandada pelas cargas ao longo do alimentador e boa produção de energia a partir das GDs, com o intuito de verificar os problemas de sobretensões nos alimentadores.

REFERÊNCIAS

- Abdelaziz, A. Y., Y. G. Hegazy, W. El-Khattam and M. M. Othman (2015). Optimal allocation of stochastically dependent renewable energy based distributed generators in unbalanced distribution networks. *Electric Power Systems Research*, Vol. 119, N^o. 0, pp. 34-44.
- Ackermann, T., G. Andersson and L. Söder (2001). Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, Vol. 57, N^o. 3, pp. 195-204.
- Akkinapragada, N. (2007). Dynamic Modeling and Simulations of Solid Oxide Fuel Cell for Grid-Tied Applications. *M.Sc Dissertation*, University of Missouri-Rolla.
- Al-Hamadi, H. M. and S. A. Soliman (2005). Long-term/mid-term electric load forecasting based on short-term correlation and annual growth. *Electric Power Systems Research*, Vol. 74, N^o. 3, pp. 353-361.
- Baglaeva, G. (2011). Load Forecasting in Smart Grid Environment. *Master's Thesis*, Lappeenranta University of Technology.
- Brasil (1996). Lei n^o 10.848, de 15 de Março de 2004. Brasília.
- Brasil (2012). Resolução Normativa ANEEL n^o 482, de 17 de Abril de 2012. ANEEL. Brasília.
- Brasil (2015a). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 1: Introdução, de 15 de Abril de 2015. ANEEL. Brasília.
- Brasil (2015b). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 2: Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição, de 15 de Abril de 2015. ANEEL. Brasília.
- Brasil (2015c). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 8: Qualidade de Energia, de 1^o de Janeiro de 2015. ANEEL. Brasília.
- Campbell, P. R. J. and K. Adamson (2006). Methodologies for Load Forecasting. *In Intelligent Systems, 2006 3rd International IEEE Conference on*.
- Carreno, E. M. and A. Padilha-Feltrin (2008). Evolutionary heuristic to determine future land use. *In Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*.
- Carrillo, C., A. F. Obando Montaña, J. Cidrás and E. Díaz-Dorado (2013). Review of power curve modelling for wind turbines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 21, N^o. pp. 572-581.
- Chen, Z. and F. Blaabjerg (2009). Wind farm—A power source in future power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 13, N^o. 6–7, pp. 1288-1300.
- Dias, M. V. X., E. C. Borotni and J. Haddad (2005). Geração Distribuída no Brasil: Oportunidades e Barreiras. *Revista Brasileira de Energia*, Vol. 11, N^o. 2, pp. 11.

- Donadel, C. B. (2015). Metodologia de Planejamento Técnico de Redes de Distribuição de Energia Elétrica em Cenários de Elevada Penetração de Geração Distribuída. *Tese de Doutorado*, Universidade Federal do Espírito Santo.
- Ferreira, R. V. (2006). Previsão de Demanda: Um Estudo de Caso para o Sistema Elétrico Nacional, Universidade Federal de Minas Gerais.
- Filitto, D. (2008). Algoritmos Genéticos: uma visão explanatória. *Revista Multidisciplinar da UNIESP*. São Paulo.
- Fishman, G. S. (1996). Monte Carlo: Concepts, Algorithms and Applications. Nova York, *Springer*.
- Fugimoto, S. K. (2010). Estruturas de Tarifa de Energia Elétrica Análise Crítica e Proposições Metodológicas. *Tese de Doutorado*, Universidade de São Paulo.
- Ghods, L. and M. Kalantar (2008). Methods for long-term electric load demand forecasting; a comprehensive investigation. In *Industrial Technology, 2008. ICIT 2008. IEEE International Conference on*.
- GREENPEACE (2004). Wind force 12: A blueprint to achieve 12% of the world's electricity from wind power by 2020. London, EWEA.
- Guedes, L. d. M. (2013). Alocação de Unidades de Geração Distribuída Considerando Perdas e Aspectos Econômicos. *Tese de Doutorado*, Universidade de Brasília.
- Kagan, N., C. C. B. de Oliveira and E. J. Robba (2010). Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. São Paulo, *Editora Edgard Blucher*.
- Karaki, S. H., R. B. Chedid and R. Ramadan (1999). Probabilistic performance assessment of autonomous solar-wind energy conversion systems. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, Vol. 14, N°. 3, pp. 766-772.
- Maciel, R. S. (2012). Otimização Multiobjetivo na Análise da Integração de Geração Distribuída às Redes de Distribuição. *Tese de Doutorado*, Universidade Estadual Paulista "Julio de Mesquita Filho".
- Mokryani, G. and P. Siano (2013a). Combined Monte Carlo simulation and OPF for wind turbines integration into distribution networks. *Electric Power Systems Research*, Vol. 103, N°. pp. 37-48.
- Mokryani, G. and P. Siano (2013b). Evaluating the integration of wind power into distribution networks by using Monte Carlo simulation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 53, N°. 0, pp. 244-255.
- Northcote-Green, J. and R. G. Wilson (2006). Control and Automation of Electrical Power Distribution Systems, *CRC Press*.
- Puttgen, H. B., P. R. MacGregor and F. C. Lambert (2003). Distributed generation: Semantic hype or the dawn of a new era? *Power and Energy Magazine, IEEE*, Vol. 1, N°. 1, pp. 22-29.

Qader, M. R. and I. S. Qamber (2010). Long-term load forecasting for the Kingdom of Bahrain using Monte Carlo method. *Journal of the Association of Arab Universities for Basic and Applied Sciences*, Vol. 9, Nº. 1, pp. 12-17.

Rockafellar, R. T. and S. Uryasev (2002). Conditional value-at-risk for general loss distributions. *Journal of Banking & Finance*, Vol. 26, Nº. 7, pp. 1443-1471.

Severino, M. M. (2008). Avaliação Técnico-Econômica de um Sistema Híbrido de Geração Distribuída para Atendimento a Comunidades Isoladas da Amazônia *Tese de Doutorado*, Universidade de Brasília.

Thapar, V., G. Agnihotri and V. K. Sethi (2011). Critical analysis of methods for mathematical modelling of wind turbines. *Renewable Energy*, Vol. 36, Nº. 11, pp. 3166-3177.

Zhao, M., W. Liu, J. Su, L. Zhao, X. Dong and W. Liu (2014). Medium and long term load forecasting method for distribution network with high penetration DGs. In *Electricity Distribution (CICED), 2014 China International Conference on*.

ANEXO A: FAIXAS DE CLASSIFICAÇÃO DE TENSÕES - TENSÕES EM REGIME PERMANENTE

Tabela 4 – Pontos de conexão em tensão nominal igual ou superior a 230 kV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,95TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,93TR \leq TL < 0,95TR$ ou $1,05TR < TL \leq 1,07TR$
Crítica	$TL < 0,93TR$ ou $TL > 1,07TR$

Fonte: Brasil (2015c).

Tabela 5 – Pontos de conexão em tensão nominal igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,95TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,95TR$ ou $1,05TR < TL \leq 1,07TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,07TR$

Fonte: Brasil (2015c).

Tabela 6 – Pontos de conexão em tensão nominal igual ou superior a 1 kV e inferior a 69 kV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Fonte: Brasil (2015c).

Tabela 7 – Pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231)/(117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL < 202$ ou $231 < TL \leq 233)/$ $(110 \leq TL < 117$ ou $133 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 191$ ou $TL > 233)/(TL < 110$ ou $TL > 135)$

Fonte: Brasil (2015c).

APÊNDICE A: PRODUÇÃO CIENTÍFICA

Durante a realização deste trabalho, o seguinte artigo foi publicado:

FIOROTTI, R; FARDIN, J.F; ENCARNAÇÃO, L.F; DONADEL, C.B. A Methodology to Determine the Firm Capacity of Distribution Generation Units. In INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES LATIN AMERICA, 2015, Montevideo. Annals of the II ISGT-LA. Meio eletrônico.