

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROJETO DE GRADUAÇÃO**



CHRISTIAN FREIRE DE ALPOIM

**ANÁLISE E MODELAGEM DA ENERGIA E POTÊNCIA
ATIVA PROVENIENTE DE GERADORES DISTRIBUÍDOS
VIA SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO**

VITÓRIA – ES
MARÇO/2017

CHRISTIAN FREIRE DE ALPOIM

**ANÁLISE E MODELAGEM DA ENERGIA E POTÊNCIA ATIVA
PROVENIENTE DE GERADORES DISTRIBUÍDOS VIA SIMULAÇÃO
DE MONTE CARLO**

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Christian Freire de Alpoim**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Lucas Frizera
Encarnação

Orientador: Prof. MSc. Rodrigo Fiorotti

VITÓRIA – ES
MARÇO/2017

CHRISTIAN FREIRE DE ALPOIM

ANÁLISE E MODELAGEM DA ENERGIA ATIVA PROVENIENTE DE GERADORES DISTRIBUÍDOS VIA SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Christian Freire de Alpoim**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovada em 15 de março de 2017.

COMISSÃO EXAMINADORA:

Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientador

Prof. MSc. Rodrigo Fiorotti
Instituto Federal do Espírito Santo
Orientador

Profa. Dra. Jussara Farias Fardin
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinadora

Eng. Luan Diego de Lima Pereira
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, que guiou os meus passos e me fez chegar até aqui. À minha família, que está sempre comigo e me apoia incondicionalmente. Ao meu pai, Adilson Alpoim, que me ensinou o valor do trabalho e da dedicação. Aos meus orientadores, pelo conhecimento compartilhado e pelo tempo dispensado. Aos demais professores e colegas de curso, em especial à Amanda Dias, pelo incentivo e pelo apoio mútuo durante essa jornada. Agradeço também aos engenheiros, analistas e técnicos da EDP Escelsa, que contribuíram para a minha formação profissional durante o período em que fui estagiário. Por fim, a todos os que acompanharam minha trajetória durante esses anos e que fizeram parte direta ou indiretamente dessa etapa decisiva em minha vida.

"Há uma força motriz mais poderosa que o vapor, a eletricidade e a energia atômica: a vontade."

(Albert Einstein)

RESUMO

A presença da geração distribuída nos sistemas elétricos de potência tem se tornado expressiva nos últimos anos pela necessidade de diversificar a matriz energética brasileira. A utilização de fontes de energia renovável ao invés de combustíveis fósseis e a diminuição no uso da energia nuclear são ações importantes na mudança das políticas energéticas atuais. Nesse sentido, a publicação da Resolução Normativa nº 687/2015 como aprimoramento da Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL estabeleceu a micro e a minigeração distribuída no Brasil a partir de fontes renováveis de forma que a energia excedente possa ser fornecida à rede de distribuição local. Porém, devido à natureza não controlável desses recursos, é necessário modelar e prever o comportamento das fontes intermitentes para que o dimensionamento dos projetos seja feito segundo a sua capacidade de geração. Com esse objetivo, é simulada a utilização da energia eólica e solar fotovoltaica em um sistema de minigeração distribuída para uma unidade consumidora em potencial. Os geradores são modelados pela potência fornecida, utilizando ferramentas matemáticas e computacionais no processo. A simulação de Monte Carlo tem como dado de entrada as distribuições de probabilidade a fim de preservar a natureza estocástica das variáveis relacionadas a cada tipo de geração e estimar a potência e a energia gerada em cada caso. Por fim, é realizada uma otimização da demanda de energia elétrica contratada da concessionária, cujo intuito é reduzir os custos financeiros da unidade consumidora. O faturamento da energia elétrica apresentado indica a economia prevista com a inclusão da compensação de energia obtida pela geração distribuída. Os resultados em análise permitem entender e mensurar os conceitos de previsão relacionados a inserção da geração fotovoltaica, assim como da eólica, introduzindo novos desafios no sistema elétrico.

Palavras-chave: Geração distribuída. Modelagem. Simulação de Monte Carlo. Tarifação de energia. Minigeração.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Exemplo de interligação na rede elétrica inteligente	13
Figura 2 – Lista dos 20 países mais atraentes para investimentos em energias renováveis da consultoria EY	16
Figura 3 – Potencial eólico e distribuição dos parques eólicos em operação no Brasil	24
Figura 4 – Tipos de rotores de aerogeradores mais comuns	25
Figura 5 – Curvas típicas da potência gerada pelos aerogeradores com controle de stall e de passo	26
Figura 6 – Curva de potência do aerogerador dividida em regiões	27
Figura 7 – Efeito fotovoltaico em uma célula	29
Figura 8 – Irradiação solar global diária no plano inclinado – Média anual	31
Figura 9 – Detalhes do sistema de bandeiras tarifárias	41
Figura 10 – Cálculo para crédito de consumidor com minigeração distribuída do grupo A..	43
Figura 11 – Fluxograma do algoritmo principal de simulação.....	46

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Consumo anual de energia elétrica no Brasil em GWh	13
Gráfico 2 – Evolução da geração termelétrica convencional no Brasil	14
Gráfico 3 – Evolução da energia gerada pela fonte eólica e solar no Brasil	23
Gráfico 4 – Curva característica I-V e P-V de um módulo fotovoltaico	33
Gráfico 5 – Influência da temperatura na operação do módulo fotovoltaico	34
Gráfico 6 – Influência da radiação solar na operação do módulo fotovoltaico	34
Gráfico 7 – Convergência da função teste	46
Gráfico 8 – Gráfico da função densidade da distribuição Weibull	48
Gráfico 9 – Gráfico da função densidade da distribuição Beta	51
Gráfico 10 – Exemplo de utilização da ferramenta de análise de riscos VaR	53
Gráfico 11 – Estimativa da curva anual de potência gerada pelas unidades de GD	54
Gráfico 12 – Distribuição da velocidade do vento – representação anual	57
Gráfico 13 – Distribuição de irradiação solar – representação anual	57
Gráfico 14 – Distribuição de temperatura – representação anual	58
Gráfico 15 – Perfil anual de consumo de energia ativa da unidade consumidora	58
Gráfico 16 – Curva estimada da potência de saída da turbina	60
Gráfico 17 – Histograma da potência de saída na geração eólica em determinado intervalo horário	61
Gráfico 18 – Curva estimada da potência de saída do painel	62
Gráfico 19 – Histograma da potência de saída na geração fotovoltaica em determinado intervalo horário	63
Gráfico 20 – Estimativa da curva anual de potência separada por tipo de geração	63
Gráfico 21 – Perfil de demanda de potência ativa da unidade consumidora	65
Gráfico 22 – Otimização de demanda contratada com GD para tarifa horossazonal verde ..	66
Gráfico 23 – Otimização de demanda contratada com GD para tarifa horossazonal azul	66
Gráfico 24 – Análise econômica das propostas de demanda otimizada com GD	68

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Capacidade de produção dos micro e minigeradores distribuídos segundo a REN 687	20
Quadro 2 – Divisão das unidades consumidoras em subgrupos tarifários: (a) Grupo A, (b) Grupo B	38
Quadro 3 – Parâmetros calculados a partir da série de dados anual subdividida	56
Quadro 4 – Características técnicas do gerador eólico	59
Quadro 5 – Dados do fabricante de GE para potência de saída em função da velocidade do vento	60
Quadro 6 – Caraterísticas técnicas do gerador solar fotovoltaico	62

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Eficiência das células fotovoltaicas por tecnologia	32
Tabela 2 – Consumo e demanda do sistema com GD - tarifa horossazonal verde.....	67
Tabela 3 – Consumo e demanda do sistema com GD - tarifa horossazonal azul.....	68
Tabela 4 – Faturamento do sistema com GD e demanda otimizada.....	69

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNEF	<i>Bloomberg New Energy Finance</i>
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
CONFINS	Contribuição Social para Financiamento da Seguridade Social
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
GE	Gerador Eólico
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PDF	<i>Probability Density Function</i>
PIS	Programa de Integração Social
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PROEÓLICA	Programa Emergencial de Energia Eólica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PV	Painel Fotovoltaico
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMC	Simulação de Monte Carlo
UFES	Universidade Federal do Espírito Santo
VaR	<i>Value at Risk</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Apresentação	12
1.2	Justificativa.....	16
1.3	Objetivo	17
2	EMBASAMENTO TEÓRICO.....	19
2.1	Geração distribuída.....	19
2.1.1	Geração eólica	21
2.1.2	Geração fotovoltaica.....	28
2.2	Simulação de Monte Carlo	35
2.3	Tarifação de energia elétrica	37
2.3.1	Grupos tarifários.....	38
2.3.2	Modalidades tarifárias	38
2.3.3	Faturamento de energia e demanda	39
2.3.4	Sistema de compensação de energia elétrica.....	42
2.3.5	Impostos e tributos federais e estaduais	43
3	METODOLOGIA	45
3.1	Estrutura do algoritmo geral de simulação.....	45
3.2	Modelo probabilístico da energia ativa produzida pelo gerador eólico	47
3.3	Modelo probabilístico da energia ativa produzida pelo gerador fotovoltaico	50
3.4	Estimativa da geração de energia fornecida pelos geradores distribuídos	53
4	RESULTADOS.....	55
4.1	Caracterização dos dados históricos	55
4.2	Simulação de Monte Carlo aplicada à geração de dados meteorológicos.....	55
4.2.1	Distribuição de probabilidade da geração eólica.....	59
4.2.2	Distribuição de probabilidade da geração fotovoltaica	61
4.2.3	Perfil da curva de potência fornecida pelo sistema	63
4.3	Análise tarifária	64
4.3.1	Otimização da demanda contratada	64
4.3.2	Enquadramento tarifário	67
5	CONCLUSÕES	70
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	72

1 INTRODUÇÃO

1.1 Apresentação

O aproveitamento das fontes energéticas existentes contribuiu não somente para satisfazer as necessidades de locomoção, mas também para o desenvolvimento e compreensão dos fenômenos relacionados à energia elétrica. A eletricidade, uma das principais formas de energia consumida, tem sido explorada continuamente e é responsável por grande parte dos avanços tecnológicos que alcançamos (EPE, 2016a).

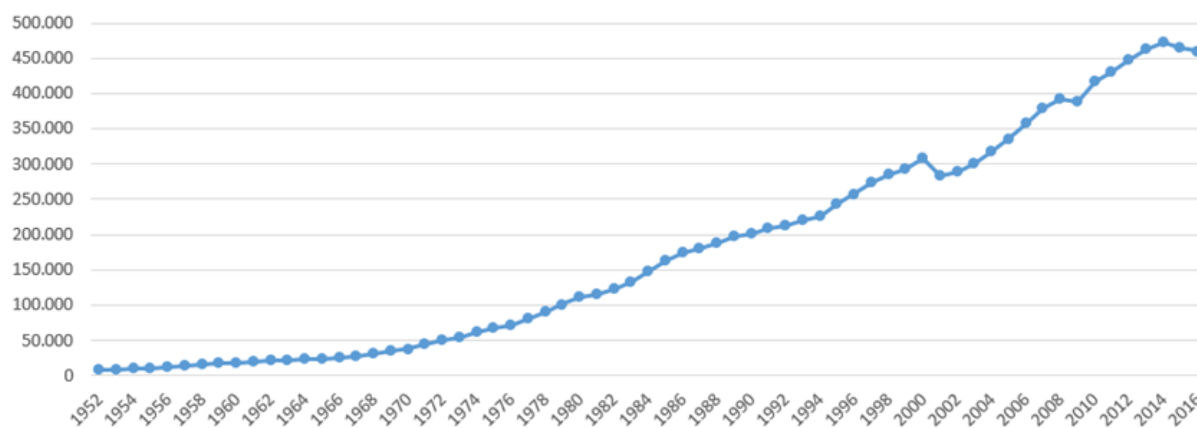
Desde a sua introdução, a eletricidade possui diversas aplicações e tem ampliado seus campos de atuação. No campo das comunicações, por exemplo, a primeira aplicação da eletricidade se deu no século XIX com o telégrafo. Em 1882, Thomas Edison construiu as primeiras usinas geradoras em corrente contínua e o primeiro sistema público centralizado de comercialização dessa energia. Alguns anos depois, foi feita a primeira transmissão de energia elétrica em corrente alternada por George Westinghouse; o uso da corrente alternada e dos sistemas polifásicos desenvolvidos por Nikola Tesla, em conjunto com o transformador de William Stanley, proporcionou a transmissão a longas distâncias e o uso doméstico da energia elétrica (WALTER, 2010).

A valorização dessa forma de energia está associada à facilidade de transporte e de conversão direta em qualquer outro tipo de energia. Sua importância pode ser comprovada pelo fato dos países mais industrializados duplicarem seu consumo de energia elétrica a cada dez anos (WALTER, 2010).

Da mesma maneira, o aumento gradativo do consumo de energia no Brasil significa uma carga ainda maior na infraestrutura existente. Esse crescimento, em conjunto com a natureza complexa da rede de distribuição, afeta diretamente o planejamento das concessionárias de energia elétrica e o fornecimento aos consumidores finais (LOPES et al., 2015).

O Gráfico 1 apresenta o consumo anual de energia elétrica no Brasil de 1952 a 2016. Ao longo destes 60 anos de acompanhamento, o consumo total de energia elétrica cresceu mais de 52 vezes, o que resulta em um incremento médio anual de pouco mais de 6,9% ao ano.

Gráfico 1 – Consumo anual de energia elétrica no Brasil em GWh



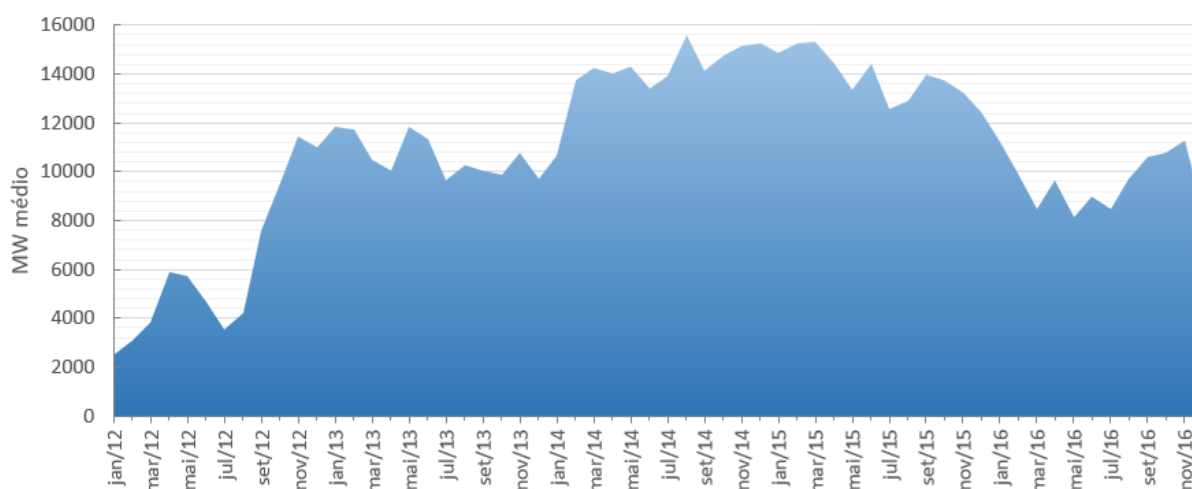
Fonte: Adaptado de Ipeadata, (2017).

Há uma série de fatores que influenciam na variação do consumo de energia, mas o principal deles é o nível de atividade econômica do país. Nos anos do “milagre brasileiro” (década de 70), as taxas eram mais elevadas, apresentando um pico de 17,5% de variação entre 1970 e 1971. A partir da segunda metade dos anos 80, as médias históricas mantiveram-se em patamares bem menores. Devido aos poucos investimentos realizados no setor elétrico e ao baixo volume de chuvas, chega-se ao vale histórico de -7,9% em 2001, ano da crise energética. No acumulado de 2009, o mercado brasileiro de energia elétrica sofre forte impacto da crise financeira internacional, resultando em um menor consumo das indústrias e, conseqüentemente, uma queda no consumo total. Desse modo, procura-se criar alternativas que possibilitem o suprimento de energia com qualidade, segurança e confiabilidade (AMARAL e MONTEIRO, 2010).

A grande oferta hidráulica, que compõe a matriz elétrica brasileira, fornece a maior parte da energia elétrica necessária e aumenta a participação de fontes renováveis na produção dessa mesma energia. Entretanto, o perfil favorável da matriz em questão não dispensa investimentos em outras fontes alternativas e renováveis.

Em uma crise hídrica, por exemplo, outras formas de geração precisam ser acionadas. No último trimestre de 2012, segundo dados da ONS, a previsão de queda no volume de chuvas e no nível dos reservatórios das hidrelétricas culminou no uso intensificado das termelétricas, como mostra o Gráfico 2. Elas substituíram parte da geração hidráulica a fim de evitar um novo racionamento no país.

Gráfico 2 – Evolução da geração termelétrica convencional no Brasil



Fonte: Adaptado de ONS, (2017).

As termelétricas convencionais complementam a matriz energética. No entanto, os recursos utilizados para a produção de energia são de combustíveis fósseis, ou seja, recursos não renováveis. Além disso, a energia produzida costuma ser muito mais onerosa e os custos gerados são repassados ao consumidor.

Uma forma de minimizar esse problema é investindo na instalação de outras fontes de energia que sejam renováveis. A composição da futura matriz energética brasileira dependerá de muitos fatores, que são de difícil previsão. Indiscutivelmente, haverá grande diversificação das fontes de geração de energia elétrica, para que não exista uma dependência única e exclusiva, e para o aumento da confiabilidade do sistema (FARIAS e SELLITO, 2011).

Uma das propostas que sugere mudanças no sistema elétrico como um todo é conhecida como rede elétrica inteligente ou *Smart Grid* conforme ilustra a Figura 1. Esse conceito reorganiza a maneira como a energia é provida desde a geração até os consumidores com destaque para a geração de forma distribuída. Na geração distribuída (GD), o consumidor torna-se parte fundamental do funcionamento e controle da rede elétrica. Diferente do sistema tradicional, este usuário da rede pode assumir o papel de produtor de energia elétrica (LOPES *et al.*, 2015).

Figura 1 – Exemplo de interligação na rede elétrica inteligente



Fonte: Lopes *et al.*, (2015).

Entendida como produção energética próxima ao consumo, a GD foi bastante utilizada desde o início da industrialização. Com a redução do custo de geração em centrais de grande porte, e do interesse pela GD, os setores energéticos passaram a ser caracterizados pela geração centralizada, dando início à construção de grandes usinas geradoras (MARTINS, 2012).

A produção de energia elétrica realizada distante dos centros de consumo resultou em um longo transporte em alta tensão dessa energia, a fim de reduzir perdas nos condutores. Após o fim do século XX, o alto custo de instalação, o longo prazo de construção das usinas e o forte impacto ambiental, entre outros fatores, retomaram a atenção do setor elétrico para tecnologias sustentáveis de conversão energética e de pequeno porte. (ZILLES *et al.*, 2012).

Além de ser importante para a sustentabilidade e geração de energia limpa, a GD causa um grande impacto na transmissão e distribuição de energia, uma vez que altera a concepção do atual sistema e torna-se um tema de alta relevância e criticidade. A inserção na rede de novos geradores distribuídos com energia primária considerada renovável tem sido incentivada em todo o mundo, em maior ou menor escala. (LOPES *et al.*, 2015).

No ranking da Ernst & Young (2015), edição do *Renewable Energy Country Attractiveness Index*, que analisa o mercado de fontes limpas em 40 países, o Brasil encontra-se em oitavo lugar entre os países mais atraentes para renováveis. Atualmente, é o quinto colocado para energia eólica em terra e o oitavo para energia solar fotovoltaica, de acordo com a Figura 2. A análise leva em consideração o grau de estabilidade macroeconômica, ambiente para

negócios, priorização para as fontes renováveis, condições de financiamentos para empreendimentos e atratividade dos projetos.

Figura 2 – Lista dos 20 países mais atraentes para investimentos em energias renováveis da consultoria EY

Rank	Previous ranking	Market	RECAI score	Technology-specific indices rankings							
				Onshore wind	Offshore wind	Solar PV	Solar CSP	Biomass	Geothermal	Hydro	Marine
1	(2)	US	75.0	2	8	1	1	2	2	3	8
2	(1)	China	74.2	1	2	2	6	1	12	1	16
3	(4)	India	65.9	3	16	3	5	15	14	9	11
4	(3)	Germany	65.7	6	4	6	27*	8	13	15	27
5	(5)	Japan	63.2	18	9	5	26	4	4	4	10
6	(6)	Canada	60.8	4	13	11	23	13	18	5	6
7	(7)	France	59.9	7	7	9	27*	9	15	12	4
8	(9)	Brazil	58.2	5	25	8	8	3	32	2	24
9	(11)	Chile	56.3	19	22	4	2	21	8	17	14
10	(12)	Netherlands	55.1	11	3	26	27*	10	24	32	30
11	(8)	UK	55.0	13	1	16	27*	7	20	25	5
12	(13)	South Africa	54.9	15	28	7	3	33	35*	18	19
13	(10)	Australia	54.2	23	19	10	12	20	10	24	12
14	(14)	Belgium	53.4	26	6	20	27*	11	21	29	31*
15	(17)	Turkey	53.1	9	24	24	11	34	6	6	20
16	(15)	South Korea	52.0	21	14	12	24	12	28	16	1
17	(16)	Italy	51.9	27	21	14	14	14	9	14	23
18	(18)	Denmark	51.8	12	5	34	27*	16	35*	36	17
19	(20)	Mexico	51.5	14	30	13	17	31	7	30	21
20	(19)	Sweden	51.2	10	11	36	27*	6	26	11	13

Fonte: Ernst & Young, (2015).

Um prévio conhecimento do nível de demanda e do fornecimento de energia dessas futuras unidades de GD pode reduzir os custos de operação, assim como, maximizar o fornecimento dos clientes. Dessa forma, os investimentos podem ser postergados na expansão da capacidade de fornecimento de energia do sistema.

1.2 Justificativa

Com o advento das novas tecnologias de geração de energia de forma distribuída, as redes elétricas e de comunicação passarão a interligar diversas fontes de energia renovável. A complementaridade entre as fontes de geração, tais como a geração eólica, solar, biomassa e a geração hidroelétrica proporciona um notável ganho de capacidade de suprimento. Portanto, a GD constitui uma importante alternativa do sistema elétrico, reduzindo perdas e aumentando a oferta de energia.

O cliente pode, por exemplo, reduzir a quantidade de energia consumida pelos aparelhos durante o período de pico de potência. Nesse cenário, é permitido também transferir o consumo de energia para momentos fora do horário de pico, tomando vantagem do preço da energia em tempo real, das informações da rede e do controle da carga.

Em contrapartida, a inserção de fontes estocásticas como a eólica e solar, poderá ocasionar um aumento nas variações (efeitos de rampa) em todos os cenários de carga, impactando nos requisitos de confiabilidade, despachabilidade e desempenho do sistema de transmissão. A dependência da força do vento e da incidência solar são exemplos em que a geração de energia é exposta a variações meteorológicas incontroláveis, levando a um funcionamento intermitente no fornecimento de energia elétrica (O SETOR ELÉTRICO, 2016).

Por essa razão, o planejamento técnico das futuras unidades de GD tem se tornado uma tarefa complexa especialmente quando há geradores eólicos e painéis fotovoltaicos. Tal fato ocorre como consequência da volatilidade e intermitência da velocidade do vento e do perfil de irradiação solar, o que se torna um obstáculo prever a energia despachada nesses casos (O SETOR ELÉTRICO, 2016).

1.3 Objetivo

A implantação da micro ou minigeração não é trivial, visto que a presença de geradores distribuídos na rede de energia elétrica requer recursos e procedimentos operativos adicionais em relação às redes convencionais. Para viabilizar tal proposta, entende-se que é necessário lidar não só com os problemas técnicos já conhecidos do setor, mas também com novas tarefas dispondo de ferramentas necessárias para análise e previsão do comportamento da energia.

O objetivo da pesquisa consiste em aplicar a simulação de Monte Carlo (SMC) a partir das funções de densidade de probabilidade da velocidade do vento e da irradiação solar, com o propósito de obter um modelo que represente a energia gerada pelas fontes eólica e solar de uma unidade consumidora. Além disso, os resultados da geração de energia são aplicados com o intuito de avaliar a redução da fatura de energia de um cliente que possui GD.

A importância deste trabalho está vinculada aos amplos benefícios da obtenção da curva de energia ativa provida pela GD, destacando-se a importância da ferramenta desenvolvida no auxílio tanto da concessionária de energia elétrica quanto do consumidor. O modelo probabilístico que considera a natureza estocástica da geração eólica e fotovoltaica se aplica também ao planejamento da expansão do sistema de distribuição com GD, apesar de não ser o objetivo deste trabalho. Esse novo processo de previsão de cargas evita o sobredimensionamento do sistema pois a GD diminui o pico de demanda e evita a compra excessiva de energia no mercado livre, visto que parte da energia consumida será fornecida pelos próprios geradores distribuídos.

Do ponto de vista do consumidor, a vantagem está na possibilidade de redução de custos no gerenciamento de energia elétrica. A apresentação de uma forma de estimativa da produção de energia em um dado sistema de geração distribuída, admite a avaliação de viabilidade do projeto. Os cálculos e as considerações realizadas de acordo com as resoluções em vigor, esclarece os custos faturáveis de uma unidade com capacidade de geração.

2 EMBASAMENTO TEÓRICO

2.1 Geração distribuída

Uma breve revisão da literatura mostra uma divergência na definição do conceito de GD. Isso inclui as organizações de caráter técnico, como o *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE), o *International Council on Large Electric Systems* (CIGRE) e o *International Energy Agency* (IEA).

O conceito de uma unidade de GD pode variar, por exemplo, quanto ao nível de tensão, a tecnologia utilizada, o nível de penetração e a utilização de fontes renováveis de energia ou não. Contudo, quase todos os autores consentem que o seu propósito é prover fontes ativas de energia elétrica (ACKERMANN *et al.*, 2001).

Dentre os aspectos citados nas definições de GD, a localização é a mais discutida e vai ao encontro do conceito defendido pelo INEE (Instituto Nacional de Eficiência Energética), como “geração elétrica realizada junto ou próxima dos consumidores, independente da potência, tecnologia e fonte de energia”. O PRODIST, por sua vez, define a GD como centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS (ANEEL, 2016b).

Essa diversidade de opiniões não representa uma falta de entendimento, mas indica a recente evolução conceitual de um tema e suas aplicações na indústria, no mercado e para as agências reguladoras de energia elétrica. Essa evolução influencia diretamente na capacidade de geração e classificação desse sistema (ACKERMANN *et al.*, 2001).

Para Bayod-Rújula (2009), a tendência para a GD é uma geração em torno de 1 kW a 1 MW, o que é uma potência bem menor que a dos geradores tradicionais - distantes das cargas e centralizados - gerando entre 100 MW e 1 GW. O Quadro 1 ilustra a classificação relacionada à capacidade de geração da GD pela Resolução Normativa nº 687/2015 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Quadro 1 – Capacidade de produção dos micro e minigeradores distribuídos segundo a REN 687

Microgeração distribuída	Minigeração distribuída
Até 75 kW	Superior a 75 kW até 5 MW ¹

Fonte: Produção do próprio autor.

Nota: ¹ Exceto para fontes hídricas (limite superior de 3 MW)

A Resolução Normativa nº 482/2012 estabeleceu os conceitos dessa geração e permitiu que a energia gerada em momentos de menor consumo seja inserida na rede e produza créditos à unidade consumidora. Em 2015, a ANEEL fez uma revisão e publicou a Resolução Normativa nº 687 com o intuito de trazer outros benefícios, tais como:

- Reduzir os custos e tempo para a conexão da micro e minigeração;
- Compatibilizar o sistema de compensação de energia elétrica com as condições gerais de fornecimento (Resolução Normativa nº 414/2010);
- Aumentar o público alvo;
- Melhorar as informações contidas na fatura.

Essas pequenas centrais geradoras de energia elétrica podem ser conectadas às redes de transmissão e distribuição, e o controle deverá ser coordenado. A função da rede de distribuição ativa é interligar de forma eficiente as fontes geradoras de energia com a demanda dos consumidores, permitindo uma operação em tempo real.

Logo, uma residência equipada com um gerador distribuído pode ser uma fonte geradora para todo o sistema, disponibilizando o excesso de energia que foi gerado. A grande maioria das conexões de geração distribuída no Brasil atendem a essa classe de consumo. Segundo a ANEEL (2016a), 79% das conexões de geração distribuída são de residências. Os comércios, por sua vez, são responsáveis por 15% das conexões.

Diversas fontes e tecnologias podem ser consideradas no âmbito da geração distribuída, sejam estas renováveis ou não: solar fotovoltaica, eólica e biomassa, são exemplos de fontes renováveis distribuídas; microturbinas e motogeradores a gás natural, cogeração a gás natural, motores a diesel, são exemplos de fontes não renováveis.

Entre os meses de janeiro e maio de 2016, foram feitas 1.781 novas conexões em todo o país (6 vezes mais que o mesmo período em 2015). Com as novas instalações, o Brasil gera cerca

de 60,9 MW, de forma distribuída. Entre as energias renováveis mais utilizadas, a solar fotovoltaica é a fonte que mais se destaca, com 6.580 conexões, seguida pela energia eólica, com 41 conexões. Em termos de capacidade total instalada, a energia gerada pelo sol também lidera com 47,3 MW (mais de 77% do total), seguido pela biomassa, com 6 MW. Em terceiro, a energia hidráulica soma 3,8 MW instalados (ANEEL, 2016a).

A localização geográfica do Brasil e a sua característica continental são aspectos vantajosos para o aproveitamento das fontes eólica e solar. Para a eólica, isso tem permitido a implantação de parques eólicos localizados em regiões com diferentes regimes de ventos e, além disso, com fatores de capacidade mais altos do que os valores médios globais. No caso da solar, a incidência mais vertical dos raios solares é resultado da região onde o Brasil está situado. A fonte é favorecida pelos elevados índices de irradiação em quase todo o território nacional, e a proximidade à linha do equador faz com que haja pouca variação na incidência solar ao longo do ano, o que permite haver bons níveis de irradiação mesmo no inverno (EPE, 2016c). Assim, serão descritas duas das principais fontes de geração de energia com boas perspectivas no Brasil: eólica e solar.

2.1.1 Geração eólica

A energia eólica é a energia cinética contida nas massas de ar em movimento. O vento é provocado por gradientes de pressão que, por sua vez, é provocado pelo aquecimento solar desigual da superfície da Terra, logo, a energia eólica é proveniente da energia solar. Além da variação de pressão, o vento é influenciado por mecanismos complexos que envolvem a rotação da Terra (efeito Coriolis), os efeitos físicos de montanhas, e outros eventuais obstáculos, e a rugosidade dos terrenos (EPE, 2016c).

Somente uma fração do vento se encontra a uma altura próxima o suficiente da superfície da terra (até 200 m) para poder ser aproveitada de forma prática, e desta fração, somente algumas regiões possuem um vento adequado para a exploração (EPE, 2016c). Estima-se que aproximadamente 2% da energia solar absorvida pela Terra é convertida em energia cinética dos ventos, dando origem a um potencial bruto mundial estimado em 500.000 TWh por ano. Desse montante, apenas 53.000 TWh são aproveitáveis, energia duas vezes maior que o consumo mundial de eletricidade em 2013 (EPE, 2016b).

Sabe-se que a inserção de grandes volumes de energia eólica em sistemas predominantemente hidrelétricos pode otimizar o uso de energia nos reservatórios, aumentando a segurança no fornecimento de energia e atenuando os impactos em períodos de seca.

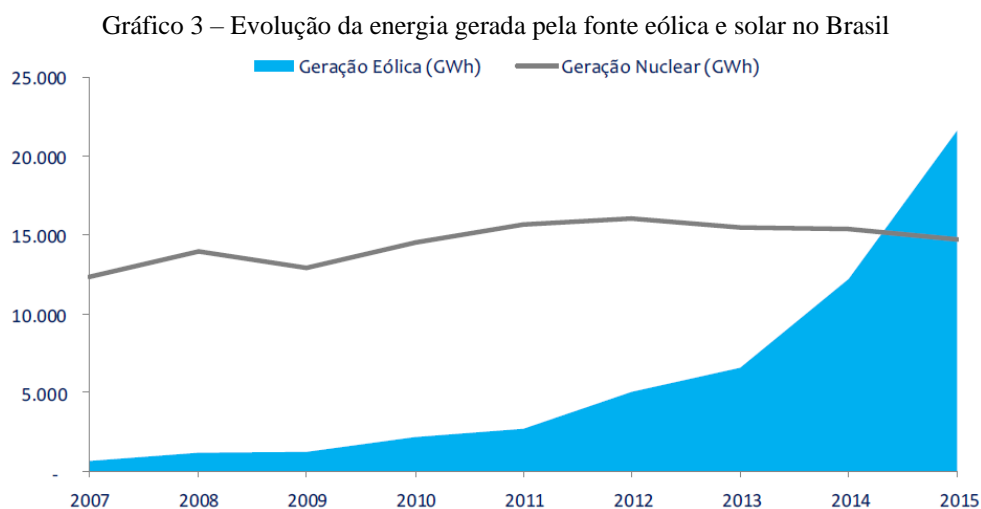
Historicamente, o primeiro incentivo à fonte eólica no Brasil ocorreu durante a crise energética de 2001, quando se tentou incentivar a contratação de geração de energia eólica no país, até então insignificante, através do Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA). O programa tinha como objetivo a contratação de 1.050 MW de projetos de energia eólica, contudo, não obteve resultados (BRASIL, 2001).

Em 2002, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), instituído pela Lei nº 10.438/2002, entrou em vigor com o objetivo da diversificação da matriz energética brasileira, promover a segurança no abastecimento, a valorização das características e potencialidades regionais e locais, além da criação de empregos, capacitação e formação de mão-de-obra e redução de emissão de gases de efeito estufa (BRASIL, 2002).

Além do PROINFA e dos leilões, a energia eólica também é comercializada no Mercado Livre onde as condições contratuais são livremente negociadas entre comercializadores e compradores de energia. Com o maior conhecimento dessa fonte de energia e preços mais competitivos, o mercado livre tende a oferecer oportunidades para uma maior penetração dessa fonte na matriz elétrica brasileira. Em 2015, o mercado livre comercializava contratos de 107 parques, somando aproximadamente 2.250 MW (ABEEÓLICA, 2015).

O sucesso da energia eólica se confirma pela contratação de 14.626 MW no ambiente regulado entre 2009 e 2015. Tal sucesso pode ser atribuído a competitividade da fonte eólica que, dado seu relativo baixo custo nos leilões, vem garantindo tanto uma indicação de montante mínimo a ser contratado pelo governo, quanto sua efetiva contratação. Essa competitividade foi fruto de um conjunto de fatores como a qualidade do recurso eólico em determinadas regiões do país e a sinalização, nos planos decenais de expansão de energia, de continuidade de leilões mantendo perspectiva para a expansão da energia eólica, que também acabou por criar um mercado interno (EPE, 2016c).

Segundo o Balanço Energético Nacional de 2016 (EPE, 2016a), a produção de eletricidade a partir da fonte eólica alcançou 21.626 GWh em 2015. Isso equivale a um aumento de 77,1% em relação ao ano anterior, quando a geração nuclear foi superada. A evolução dessas duas fontes de energia ao longo dos últimos anos é mostrada no Gráfico 3.

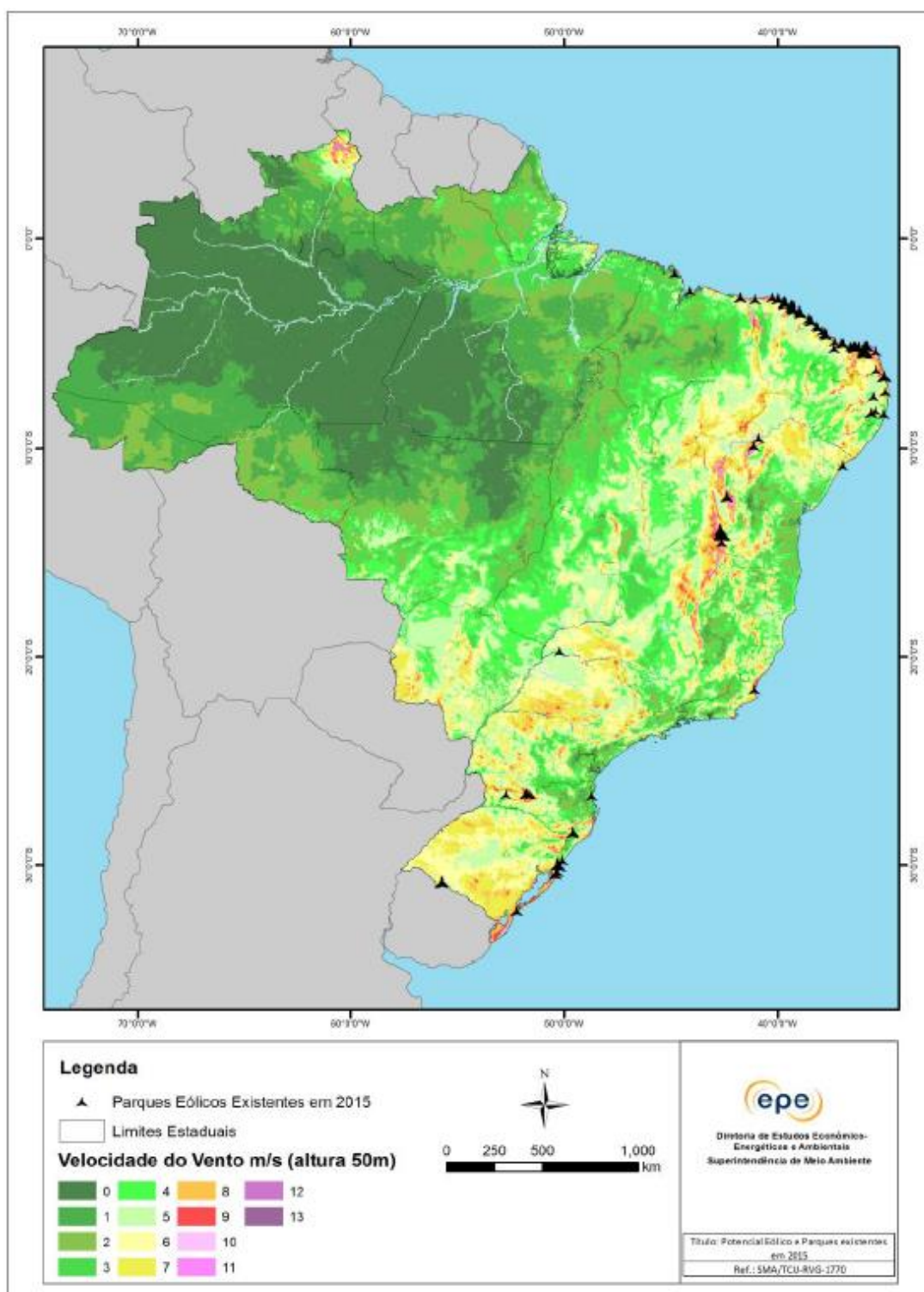


Fonte: EPE, (2016b).

Para obter mais informações dos locais promissores para o aproveitamento elétrico do vento, um atlas do potencial eólico brasileiro é mantido desde a década de 70. Em sua última atualização, em 2001, empregaram-se ferramentas de simulações e estimativas, visando um conhecimento mais preciso desse potencial. O atlas de 2001 é composto de mapas de velocidades médias anuais e os fluxos de energia eólica para a altura de 50 m, além de tabelas com os principais detalhes estatísticos do potencial eólico, tais como diversos parâmetros de interesse usual no setor elétrico e regimes sazonais diurnos (EPE, 2016c).

A Figura 3 mostra o potencial dos ventos no Brasil de acordo com o atlas de 2001 juntamente com a localização dos parques eólicos em operação.

Figura 3 – Potencial eólico e distribuição dos parques eólicos em operação no Brasil



Fonte: EPE, (2016c).

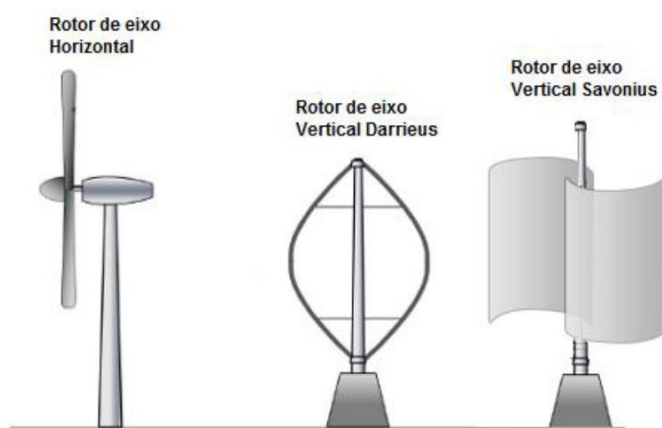
Além dos atlas nacionais, alguns estados tomaram a iniciativa de fazerem seus próprios, os quais surgiram por interesse de conhecimento mais profundo do recurso nos estados, pelo avanço tecnológico em relação aos modelos físicos e atmosféricos, novas medições do

recurso, além da necessidade de atualização da informação do atlas de 2001 para ventos em alturas maiores, em busca de melhores ventos. Ainda assim, percebe-se pela Figura 3 que os sítios indicados como de melhor recurso eólico estão sendo explorados, com ênfase para a região Nordeste.

Os sistemas eólicos de pequeno porte, por sua vez, estão mais próximos do solo do que grandes aerogeradores. Por isso, o terreno e o entorno da edificação deverão ser analisados identificando possíveis barreiras que possam influenciar no comportamento dos ventos. Bosques ou áreas urbanas densas, por exemplo, podem abrandar muito o vento, enquanto áreas abertas, como lagoas, têm influência quase nula.

Os aerogeradores de micro e minigeração possuem basicamente eixo horizontal ou vertical e são instalados em torres elevadas ou no topo de edificações, mantendo-se distantes de outros edifícios, árvores e eventuais obstáculos. Os de eixo horizontal geralmente possuem eficiência maior e são mais comuns no mercado. Porém, os aerogeradores de eixo vertical possuem grandes vantagens quando o assunto é GD: são menos barulhentos, toleram bem a turbulência dos ventos e operam com ventos de qualquer direção, integrando-se melhor com as edificações (INSTITUTO IDEAL, 2014). A Figura 4 ilustra os três tipos mais comuns.

Figura 4 – Tipos de rotores de aerogeradores mais comuns



Fonte: EPE, (2016c).

Destacam-se tecnologias com dois diferentes princípios de controle aerodinâmico das pás a fim de limitar a potência gerada a partir de uma dada velocidade de vento: controle de passo e

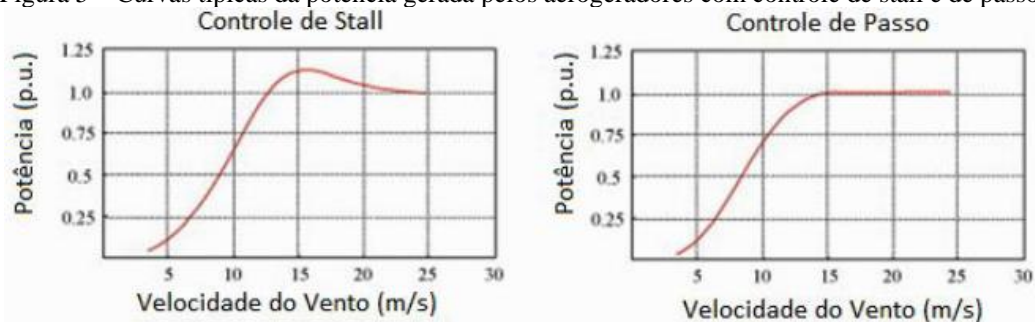
de estol. Há necessidade do uso do controle pois como a geração é proporcional ao cubo da velocidade do vento, as variações de geração de potência podem ser muito grandes.

Grande parte das turbinas eólicas de utiliza o controle do ângulo de passo (*pitch*) das pás. Esse controle é um sistema ativo que normalmente necessita de uma informação vinda do controlador. Sempre que a potência nominal do gerador é ultrapassada, as pás mudam o seu ângulo de passo para reduzir o ângulo de ataque (formado entre a velocidade relativa do vento e o eixo do corpo). Esta redução do ângulo de ataque diminui as forças aerodinâmicas atuantes e, conseqüentemente, a extração de potência. Para todas as velocidades do vento superiores à velocidade nominal, o ângulo é escolhido de forma que a turbina produza apenas a potência nominal.

O controle estol (*stall*), por outro lado, é um sistema passivo que reage à velocidade do vento. As pás do rotor são fixas em seu ângulo de passo e este é escolhido de forma que, para velocidades de vento superiores à velocidade nominal, as forças de sustentação reduzam e as forças de arrasto aumentem. Esse efeito é produzido pelo escoamento que descola da superfície da pá em torno do seu perfil, diminuindo a potência do rotor com menores sustentações e maiores arrastos.

Turbinas com controle estol são mais simples do que as de controle de passo por não necessitarem de um sistema de mudança de passo e, por isso, possuem um custo menor. As turbinas de grande porte costumam utilizar o controle de passo, enquanto que as de porte de microgeração utilizam controle de estol. A Figura 5 mostra curvas típicas de potência gerada pelos aerogeradores com ambos os controles.

Figura 5 – Curvas típicas da potência gerada pelos aerogeradores com controle de stall e de passo.

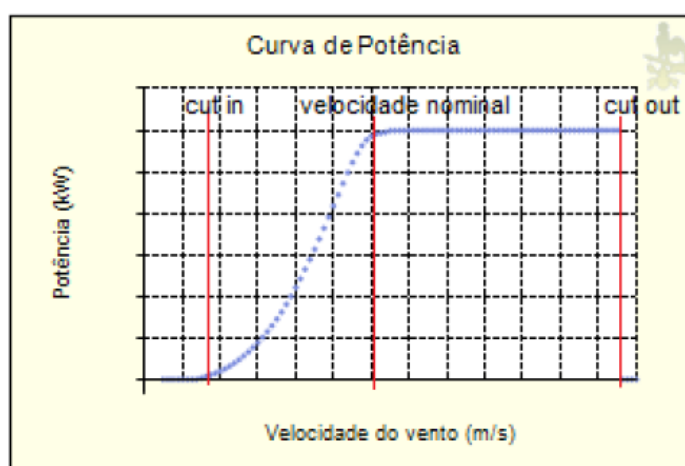


Fonte: Fiorotti, (2015).

Apesar de sempre haver energia no vento, em qualquer velocidade acima de 0 m/s, nem sempre se pode aproveitar a energia disponível para sua conversão em eletricidade. Os aerogeradores possuem restrições técnicas, além de perdas de conversão de energia, havendo uma velocidade mínima (*cut-in*) para que o aerogerador seja capaz de produzir trabalho. Somente em velocidades acima deste valor de *cut-in* que a conversão em eletricidade começa a acontecer.

Há também uma velocidade máxima que o equipamento pode operar (*cut-out*). Esta velocidade é definida como o limite de segurança da máquina. Logo, em velocidades acima deste valor de *cut-out*, o aerogerador é travado para que não haja nenhum dano à sua estrutura. (EPE, 2016c). Pode-se observar as três regiões de funcionamento do equipamento na Figura 6.

Figura 6 – Curva de potência do aerogerador dividida em regiões



Fonte: EPE, (2016c).

Como o comportamento do vento muda ao longo do tempo, pode ser necessária a utilização de um sistema de armazenamento de energia que garanta o fornecimento adequado à demanda. Visto que a energia eólica se aplica em mercados de energia diversificados, podemos classificá-la em três aplicações distintas: sistemas isolados, sistemas híbridos e sistemas interligados à rede.

Pequenas centrais são capazes de atender sistemas isolados em localidades distantes dos centros urbanos, onde ainda não há o acesso universal à energia elétrica. Esses sistemas, em geral, utilizam alguma forma de armazenamento de energia. Esse armazenamento pode ser

feito através de baterias ou na forma de energia potencial gravitacional com a finalidade de armazenar a água bombeada em reservatórios elevados para posterior utilização. Alguns sistemas isolados não necessitam de armazenamento, como no caso dos sistemas para irrigação onde toda a água bombeada é diretamente consumida.

Os sistemas híbridos são aqueles que apresentam mais de uma fonte de energia como, por exemplo, turbinas eólicas, geradores diesel, módulos fotovoltaicos, entre outras. A utilização de várias formas de geração de energia elétrica aumenta a complexidade do sistema e exige a otimização do uso de cada uma das fontes. Nesses casos, é necessário realizar um controle de todas as fontes para que haja máxima eficiência e otimização dos fluxos energéticos na entrega da energia para o usuário.

Nos casos em que a energia eólica é utilizada para complementar a produção de energia convencional, a energia gerada é injetada diretamente na rede elétrica, não tendo que, necessariamente, armazenar energia, bastando que o sistema elétrico convencional de base esteja dimensionado para atender a demanda. Em um sistema de micro ou minigeração, quando a produção de energia é maior que o consumo, é permitido no Brasil fornecer o excedente para a rede de distribuição local em troca de créditos em kWh na fatura de energia conforme especificado na Resolução Normativa nº 687/2015 da ANEEL.

A energia eólica é uma fonte que traz consigo uma série de benefícios e vantagens socioambientais, mas também tem suas limitações e não está isenta de impactos negativos. Tais impactos devem ser gerenciados, buscando-se evitá-los sempre que possível, ou por meio de soluções de mitigação que minimizem os efeitos sobre os ecossistemas e as pessoas. Os principais problemas potenciais relacionados com essa fonte são: impactos sobre a fauna, sobre a paisagem, sobre o uso do solo, efeito estroboscópico, risco de queda ou incêndio de aerogeradores e ruído (EPE, 2016c).

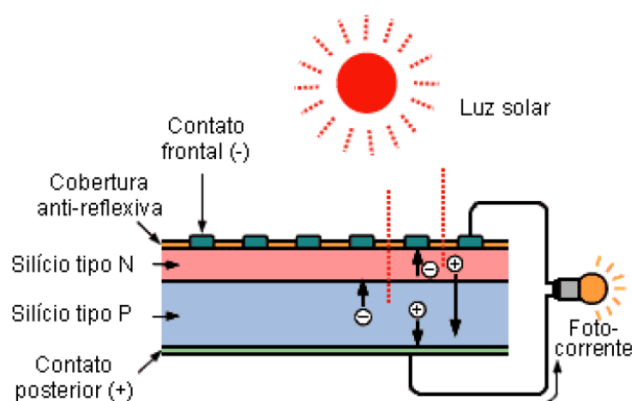
2.1.2 Geração fotovoltaica

O efeito fotovoltaico, relatado por Edmond Becquerel em 1839, consiste no aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção da luz. Primeiro, o semicondutor em seu estado puro é dopado na região p de material do tipo receptor, que possui deficiência de elétrons (lacunas) na banda de

valência, caracterizando uma região positivamente carregada. Depois, a região n é dopada com material do tipo doador, com excesso de elétrons livres, caracterizando uma região negativamente carregada. Entre as duas regiões forma-se a junção p-n, onde ocorre o deslocamento de alguns elétrons da região n para a região p e vice-versa. Então, na junção p-n, surge um campo elétrico criado pela recombinação dessas cargas, impedindo a recombinação das demais, levando a célula a um estado de equilíbrio. Essa região de transição entre as junções é chamada de região de depleção (PAIVA, 2013).

Para que esse estado de equilíbrio se quebre, deve ser incidido sobre os átomos da junção p-n uma energia suficiente para libertá-los de suas ligações covalentes, criando um par elétron-lacuna. Essa energia incidida na célula é devido a incidência de fótons e a energia suficiente, citada anteriormente, é denominada *energy gap*. O campo elétrico gerado atrai a lacuna para a região p e o elétron para a região n. Com a incidência de mais fótons, mais pares elétrons-lacunas são formados e separados pelo campo elétrico gerado, estabelecendo uma diferença de potencial entre essas regiões. Logo, interligando os eletrodos das junções externamente por um condutor ligado a uma carga, é gerada uma corrente elétrica que circulará por essa carga. O processo descrito acima está ilustrado na Figura 7, onde uma lâmpada é utilizada como carga (ZILLES *et al.*, 2012).

Figura 7 – Efeito fotovoltaico em uma célula



Fonte: Adaptado de Zilles *et al.*, (2012).

De toda energia solar que chega à Terra, aproximadamente metade atinge a superfície, totalizando cerca de 885 milhões de TWh/ano, mais de 8.000 vezes o consumo final total de energia mundial em 2013 (EPE, 2016b). Esses valores conferem à fonte solar, considerando

seus múltiplos usos, o maior potencial técnico de aproveitamento frente a outras fontes renováveis (EPE, 2016c).

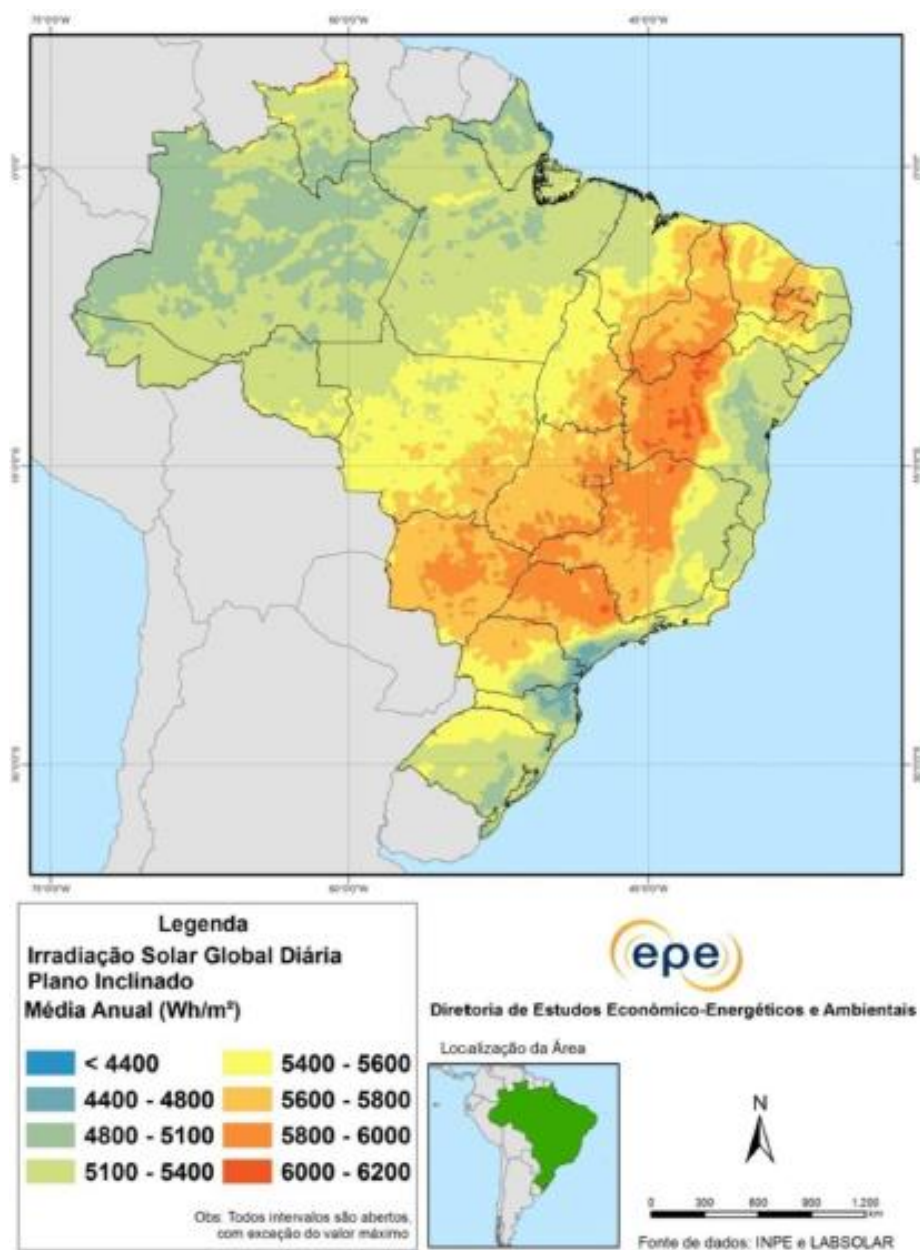
No país, o aproveitamento do Sol para geração elétrica esteve ligado historicamente à geração fotovoltaica. A partir da década de 1990, a energia fotovoltaica começou a fazer parte da solução para atendimento de localidades afastadas da rede elétrica. Em 1994, o Governo Federal, através do Ministério de Minas e Energia (MME), criou o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), que visava promover a eletrificação rural, principalmente via sistemas fotovoltaicos. Mais tarde, em 2003, foi instituído o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – Programa Luz para Todos, que impulsionou a instalação de sistemas fotovoltaicos e outros ao redor do Brasil (EPE, 2016c).

Na década atual, ela começou a ganhar abrangência nacional, com a regulamentação da geração distribuída conectada à rede e a realização de leilões específicos para sua contratação na forma de plantas centralizadas. Segundo o estudo “*New Energy Outlook 2015*”, feito pela *Bloomberg New Energy Finance* (BNEF), em 2040, um quinto da capacidade instalada brasileira não virá de grandes usinas, mas da geração distribuída produzida principalmente a partir de painéis fotovoltaicos.

Uma importante ação institucional foi o Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) Estratégico 013/2011, da ANEEL, que teve 17 projetos fotovoltaicos aprovados, totalizando 24,6 MWp. Esses projetos combinaram diferentes tipologias de instalações (distribuída e centralizada, por exemplo), e foram concluídos ao longo de 2014 e 2015.

Para um projeto de sistema fotovoltaico, é necessário averiguar as particularidades locais da instalação que são basicamente a irradiação solar incidente e a temperatura ambiente do local. A Figura 8 apresenta os dados brasileiros de irradiação global no plano inclinado, adequado às aplicações fotovoltaicas.

Figura 8 – Irradiação solar global diária no plano inclinado – Média anual



Fonte: EPE, (2016c).

Os mapas apresentados ilustram as regiões onde a irradiação solar é maior no Brasil, indicando, inicialmente, as melhores áreas para o aproveitamento solar. Analisando exclusivamente este fator, observa-se que o oeste da Bahia é um dos lugares mais favoráveis, bem como o Vale do São Francisco, Piauí, Mato Grosso do Sul, leste de Goiás e oeste do Estado de São Paulo. Tendo em vista esse potencial, o Brasil abrigará as duas maiores usinas de energia solar da América Latina: a usina Nova Olinda, no Piauí, com capacidade de 292 MW e a usina de Ituverava em Tabocas do Brejo Velho, na Bahia, com capacidade de 254 MW.

Quanto ao local de instalação, na micro e minigeração solar fotovoltaica é comum utilizar os PVs sobre o telhado de edificações, pois, além de reduzir os riscos de sombreamento pela própria construção, ocupam uma área que não seria utilizada para outro fim. Em outros casos, tais sistemas podem ainda ser integrados arquitetonicamente ao edifício (substituir fachadas, telhados ou janelas) ou ser instalados em solo, como, por exemplo, no jardim de uma casa. Como os sistemas fotovoltaicos são modulares, é possível instalar um sistema com capacidade menor e, com o decorrer do tempo, expandi-lo até atender a toda a demanda energética.

A maioria dos módulos fotovoltaicos utilizados comercialmente é baseada em células de silício cristalino. Apesar da evolução tecnológica estar presente em toda a cadeia de equipamentos da geração fotovoltaica, o desenvolvimento de células mais eficientes, baratas e compatíveis com as mais diversas aplicações continua sendo o principal objetivo de pesquisadores ao redor do mundo. A Tabela 1 apresenta um resumo dos principais tipos de módulos fotovoltaicos, de acordo com a eficiência de cada tecnologia.

Tabela 1 – Eficiência das células fotovoltaicas por tecnologia

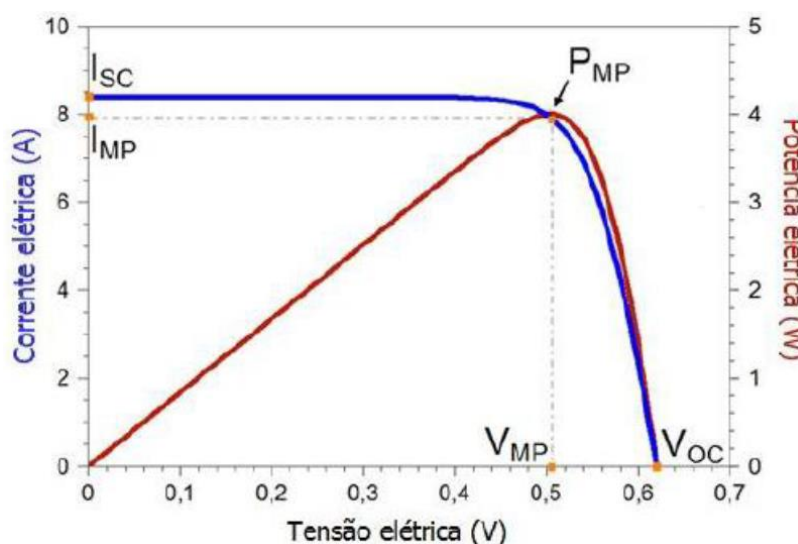
Tecnologia	Eficiência típica de módulos comerciais	Eficiência dos melhores módulos (em laboratório)
Silício cristalino		
Monocristalino	17 a 21,5%	22,9%
Policristalino	14 a 17%	18,5%
Filmes finos		
Silício amorfo (a-Si)	4 a 8%	10,9%
Telureto de Cádmio (CdTe)	10 a 16,3%	18,2%
Disseleneto de cobre-índio-gálio (CIGS)	12 a 14,7%	17,5%
Concentrador fotovoltaico (CPV)	27 a 33%	38,9%

Fonte: EPE, (2016c).

Uma célula fotovoltaica possui uma potência bastante limitada, tipicamente entre 1 e 2W, correspondente a uma corrente de 2 a 4A e uma tensão em torno de 0,5V. Logo se faz necessário a associação em série e paralelo de diversas células para obter valores maiores de potência, formando assim um módulo fotovoltaico. O número de células que irá compor o

arranjo série ou paralelo do módulo depende dos valores de tensão e corrente que se deseja obter. No Gráfico 4 estão ilustradas as curvas I-V e P-V de um módulo fotovoltaico.

Gráfico 4 – Curva característica I-V e P-V de um módulo fotovoltaico



Fonte: CRESESB, (2014).

A característica elétrica mais importante de um módulo é a máxima potência que ele consegue entregar em seus terminais (P_{mp}). O valor de P_{mp} se localiza no “joelho” da curva I-V e P-V do módulo, denominado de ponto de máxima potência. Entretanto, existem outros valores que caracterizam a funcionalidade do módulo fotovoltaico, sendo os principais:

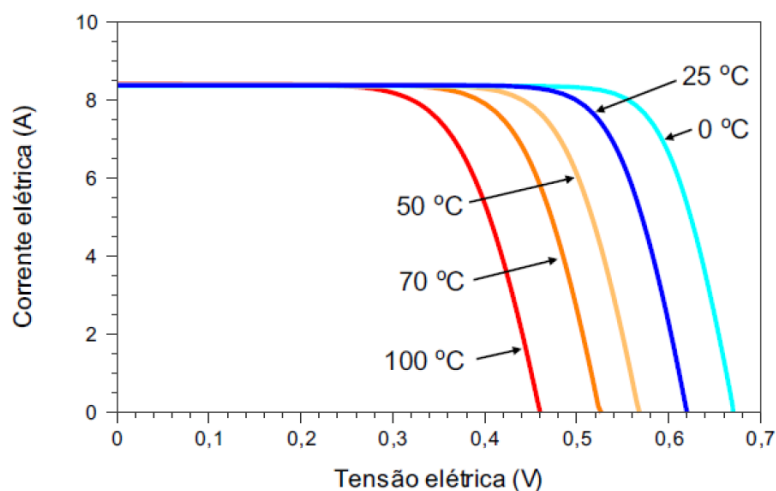
- Tensão de circuito aberto (V_{oc}): máxima tensão que o módulo pode apresentar sob certas condições de radiação e temperatura;
- Corrente de curto-circuito (I_{sc}): máxima corrente que o módulo pode apresentar sob certas condições de radiação e temperatura;
- Tensão de máxima potência (V_{mp}): valor de tensão onde o módulo entrega a máxima potência;
- Corrente de máxima potência (I_{mp}): valor de corrente onde o módulo entrega a máxima potência.

As células fotovoltaicas, e conseqüentemente os módulos fotovoltaicos, sofrem influência direta de dois fatores climáticos: a temperatura das células e a intensidade da radiação solar. A influência da temperatura das células nos valores de V_{oc} e I_{sc} resulta em dois coeficientes

presentes nos manuais dos módulos fotovoltaicos: coeficiente de temperatura no V_{oc} e coeficiente de temperatura no I_{sc} . A unidade para esses valores é $\%/^{\circ}\text{C}$.

Quando há um aumento na temperatura das células, o valor de V_{oc} diminui e o valor de I_{sc} aumenta, porém, a redução de V_{oc} é mais significativa que o aumento de I_{sc} . Esse efeito ocasiona uma redução da potência de saída do módulo como pode ser visto no Gráfico 5.

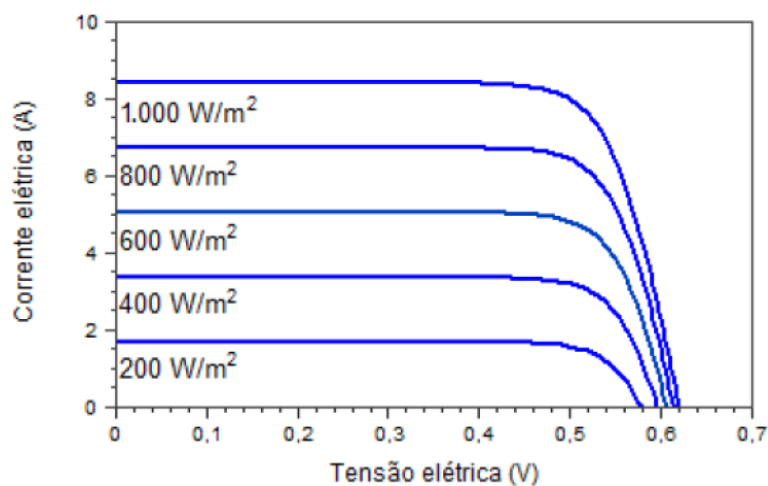
Gráfico 5 – Influência da temperatura na operação do módulo fotovoltaico



Fonte: CRESESB, (2014).

Quando há um aumento da intensidade da radiação solar, os valores de V_{oc} e I_{sc} aumentam, sendo que esse último aumenta mais significativamente, como pode ser visto no Gráfico 6. Como resultado, temos que a potência de saída do módulo aumenta.

Gráfico 6 – Influência da radiação solar na operação do módulo fotovoltaico



Fonte: CRESESB, (2014).

Assim como na geração eólica, a aplicação do sistema pode ser realizada de forma isolada, híbrida ou interligada à rede. No entanto, observou-se um grande salto na utilização desta tecnologia, sendo aplicada em sistemas conectados à rede (*on-grid*), tanto de forma distribuída (pequenas unidades residenciais e comerciais) como centralizada (grandes plantas geradoras). Atualmente, a tecnologia ainda é utilizada em sistemas isolados, porém, a capacidade instalada conectada à rede supera 99% do total (IEA PVPS, 2014).

A geração fotovoltaica de eletricidade tem-se mostrado crescentemente convidativa, seja por constituir o aproveitamento de uma fonte renovável, seja por não apresentar a magnitude dos impactos ambientais geralmente associados às demais formas convencionais de aproveitamento energético.

2.2 Simulação de Monte Carlo

A utilização da SMC é baseada na amostragem de variáveis aleatórias para resolução de problemas como os de natureza estocástica, permitindo uma avaliação baseada em probabilidade. A SMC é considerada flexível para ser aplicado em problemas de qualquer nível de complexidade com a vantagem de obter as distribuições de probabilidade de cada variável observada. A denominação do método provém da cidade de Monte Carlo, no principado de Mônaco, famosa pelos seus cassinos e jogos de roleta (ANDRADE, 2007).

Na prática, os números aleatórios usados em computadores comuns não são verdadeiramente aleatórios. O que estes computadores fazem é usar um algoritmo para produzir números que “simulam” o comportamento de números aleatórios. Esses algoritmos também são usados em simulação estocástica como a SMC e são chamados de geradores de números pseudoaleatórios.

A técnica utiliza o processo de simulação determinístico de forma repetida, usando o conjunto de variáveis geradas de acordo com a respectiva função densidade de probabilidade (do inglês *probability density function* - PDF) para cada simulação (MARTINS, 2012). O processo pode variar, mas segue um determinado padrão:

1. Criar um modelo, $y = f(x_1, x_2, \dots, x_q)$;
2. Gerar uma série de dados de entrada (estados) pseudoaleatórios, $x_{11}, x_{12}, \dots, x_{1n}$;
3. Avaliar o modelo criado no passo 1 e acumular os resultados como y_{1n} ;

4. Repetir os passos 2 e 3 para $i = 1$ até n ;
5. Analisar os resultados.

Dependendo na natureza do problema, a avaliação do modelo pode ser baseada em duas representações distintas: SMC sequencial (cronológica) e SMC não sequencial (não cronológica). A diferença básica está na forma como são gerados os estados do sistema, isto é, o passo 2 do algoritmo descrito. No caso cronológico, os estados são selecionados sequencialmente no tempo, o que permite representar aspectos dependentes do tempo. Entretanto, na modelagem não cronológica dois estados consecutivos do sistema diferem um do outro apenas pelo estado de um de seus componentes (MANSO e SILVA, 2004).

Um parâmetro de avaliação que caracteriza o desempenho do sistema é dado pelo fator de convergência. Inicialmente, calcula-se o valor de uma simulação a partir de uma função teste conforme a Equação (1).

$$E(G) = \frac{1}{T} \int_0^T G(t) dt \quad (1)$$

Sendo,

$E(G)$ - valor esperado;

T - período da simulação;

$G(t)$ - função teste que verifica em qualquer instante t o estado do sistema.

A função teste pode ser considerada, por exemplo, como o número de vezes em que a geração de um sistema não atende a carga, a energia total gerada, as variáveis meteorológicas, entre outros. Uma outra forma de se estimar o valor esperado de $G(t)$ é através da Equação (2).

$$\tilde{E}(G) = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} G(y_k) \quad (2)$$

Onde,

$\tilde{E}(G)$ – estimativa do valor esperado $E(G)$;

NS - tamanho da amostra (número de simulações);

y_k – sequência de estados no período k .

A incerteza associada aos índices estimados é dada pela variância do estimador, conforme a Equação (3).

$$V[\tilde{E}(G)] = \frac{V(G)}{NS} \quad (3)$$

Onde,

$V[\tilde{E}(G)]$ – variância da estimativa do valor esperado;

$V(G)$ – variância da função teste.

A Equação (3) indica que a incerteza do estimador depende da variância da função teste $V(G)$, e é inversamente proporcional ao número de experimentos da amostra. Isto confirma a noção intuitiva de que a precisão da simulação aumenta com a ampliação do tamanho da amostra. Esta incerteza é normalmente representada como um coeficiente de variação (β) expresso pela Equação (4).

$$\beta = \frac{\sqrt{V[\tilde{E}(G)]}}{\tilde{E}(G)} \quad (4)$$

O coeficiente β exprime a tendência de uma distribuição convergir a um determinado valor, denominado de valor esperado ou médio, e, quanto menor o valor de β , mais convergida estará a função. A partir desse fator de convergência, é possível verificar se a quantidade de dados gerados durante uma simulação foi suficiente para caracterizar o evento em análise (ROBERTS, 2012).

2.3 Tarifação de energia elétrica

O sistema tarifário de energia elétrica é um conjunto de normas e regulamentos que tem por finalidade estabelecer o valor monetário da eletricidade para as diferentes classes e subclasses de unidades consumidoras. Nesta seção serão apresentadas noções sobre as formas de tarifação da energia elétrica baseadas na Resolução Normativa nº414 (ANEEL, 2010).

2.3.1 Grupos tarifários

Para o faturamento do fornecimento/prestação de serviço de distribuição de energia elétrica, as unidades consumidoras podem ser enquadradas em dois grupos tarifários, conforme características a seguir descritas:

- grupo A: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior 2,3 kV, ou ainda, atendidas em tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição e optantes pelo enquadramento neste grupo caracterizado pela estruturação tarifária binômia;
- grupo B: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, ou ainda, atendidas em tensão superior a 2,3kV e faturadas neste grupo por opção, desde que atendidos os critérios definidos na legislação, caracterizado pela estruturação tarifária monômia.

O Quadro 2 apresenta os subgrupos que são divididos de acordo com a atividade do consumidor ou tensão de fornecimento.

Quadro 2 – Divisão das unidades consumidoras em subgrupos tarifários: (a) Grupo A, (b) Grupo B

Grupo A		Grupo B	
A1	≥ 230 kV	B1	Residencial
A2	88 a 138 kV	B2	Rural
A3	69 kV	B3	Demais Classes
A3a	30 a 44 kV	B4	Iluminação Pública
A4	2,3 a 25 kV		
AS	< 2,3 kV (Subterrâneo)		

(a)

(b)

Fonte: Produção do próprio autor.

2.3.2 Modalidades tarifárias

As modalidades tarifárias são um conjunto de tarifas aplicáveis às unidades consumidoras, de acordo com as componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativa.

- **Convencional Monômia:** aplicada às unidades consumidoras do grupo B, a modalidade é caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia;

- **Convencional Binômia:** aplicada às unidades consumidoras do grupo A, a modalidade é caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia. Esta modalidade será extinta após o término do 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica das distribuidoras;
- **Branca:** nova opção de tarifa, ela será oferecida às unidades consumidoras do grupo B (exceto para o subgrupo B4 e para as subclasses baixa renda do subgrupo B1) e às que pertencem ao grupo A, optantes da tarifa de baixa tensão. A modalidade é caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia. A partir de 1º de janeiro de 2018, todas as distribuidoras do país deverão atender aos pedidos de adesão à tarifa branca das novas ligações e dos consumidores com média mensal superior a 500 kWh. Em 2019, unidades com consumo médio superior a 250 kWh/mês e, em 2020, para os consumidores de baixa tensão, qualquer que seja o consumo.
- **Verde:** aplicada às unidades consumidoras do grupo A, a modalidade é caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência;
- **Azul:** aplicada às unidades consumidoras do grupo A, a modalidade é caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia;

2.3.3 Faturamento de energia e demanda

Conforme citado na seção anterior, as tarifas possuem estruturas com dois componentes básicos na definição do seu preço: consumo de energia ativa e demanda de potência ativa. A contratação e o faturamento da energia e da demanda de potência diferenciada ao longo do dia são permitidos por meio dos postos tarifários, conforme as diversas modalidades tarifárias.

O posto tarifário ponta refere-se ao período composto por 3 (três) horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão ou permissão, com exceção feita aos sábados, domingos, e feriados nacionais. O posto tarifário intermediário, por sua vez, refere-se ao período de uma hora anterior e posterior ao horário de ponta, aplicado exclusivamente as unidades tarifárias pertencentes à tarifa branca. O conjunto das horas diárias consecutivas e

complementares àquelas definidas no horário de ponta e intermediário (no caso da Tarifa Branca), refere-se ao período do posto tarifário fora de ponta.

O valor pago pela energia é sempre o valor da tarifa vigente multiplicado pelo montante de energia consumida. Já para o valor pago pela demanda de potência têm-se situações particulares: caso a demanda medida seja menor do que a demanda contratada, paga-se pela demanda contratada; caso a demanda medida seja até 5% maior que a demanda contratada, paga-se pela demanda medida; caso a demanda medida exceda em mais de 5% o valor da demanda contratada, paga-se pela demanda medida e também pela chamada demanda de ultrapassagem (ANEEL, 2010). Cobra-se pela ultrapassagem, duas vezes o valor da tarifa aplicável de demanda de potência multiplicada pela demanda de potência ativa ou MUSD excedente.

A Resolução Normativa nº414 da ANEEL (2010) determina também que o fator de potência, indutivo ou capacitivo, tem como limite mínimo permitido para as unidades consumidoras dos grupos A, o valor de 0,92. Aos montantes de energia elétrica e demanda de potência reativos que excederem o limite permitido, aplicam-se as cobranças estabelecidas conforme Equações (5) e (6), respectivamente.

$$E_{RE} = \sum_{T=1}^{n1} \left[EEAM_T \times \left(\frac{f_R}{f_T} - 1 \right) \right] \times VR_{ERE} \quad (5)$$

Onde,

E_{RE} – valor correspondente à energia elétrica reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência “ f_R ”, no período de faturamento (R\$);

$EEAM_T$ - montante de energia elétrica ativa medida em cada intervalo “T” de uma hora, durante o período de faturamento (MWh);

f_R – fator de potência de referência igual a 0,92;

f_T – fator de potência da unidade consumidora, calculado em cada intervalo “T” de uma hora, durante o período de faturamento;

VR_{ERE} – valor de referência equivalente à tarifa de energia "TE" da bandeira verde aplicável ao subgrupo B1 (R\$/MWh);

$$D_{RE}(p) = \left[\text{MAX}_{T=1}^{n2} \left(PAM_T \times \frac{f_R}{f_T} \right) - PAF(p) \right] \times VR_{DRE} \quad (6)$$

Onde,

$D_{RE}(p)$ – valor, por posto tarifário “p”, correspondente à demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência “ f_R ” no período de faturamento (R\$);

PAM_T - demanda de potência ativa medida no intervalo de integralização de uma hora “T”, durante o período de faturamento (kW);

f_R – fator de potência de referência igual a 0,92;

$PAF(p)$ – demanda de potência ativa faturável, em cada posto tarifário “p” no período de faturamento (kW);

VR_{DRE} – valor de referência equivalente às tarifas de demanda de potência - para o posto tarifário fora de ponta - das tarifas de fornecimento aplicáveis aos subgrupos do grupo A para a modalidade tarifária horária azul e das TUSD-Consumidores Livres (R\$/kW);

Da mesma forma que o comportamento do consumo de energia varia ao longo de um dia, o comportamento do mercado de eletricidade ao longo do ano também apresenta características próprias. Por esse motivo, em 2015, as faturas de energia passaram a trazer uma novidade: o sistema de bandeiras tarifárias.

Esse sistema é aplicado por todas as concessionárias e permissionárias conectadas ao Sistema Interligado Nacional – SIN, criando uma relação entre o valor pago pelo consumidor e o custo atualizado pago pelas geradoras. Além disso, ele indica que o custo de geração de energia está elevado por conta do acionamento das termelétricas e repassa mensalmente às tarifas, parte dos custos adicionais na geração. Um resumo das condições e custos do sistema encontra-se na Figura 9.

Figura 9 – Detalhes do sistema de bandeiras tarifárias

Bandeira	Condições	Custo
 VERDE	CONDIÇÕES FAVORÁVEIS PARA A GERAÇÃO DE ENERGIA.	NÃO ACRÉSCIMO NA TARIFA *
 AMARELA	CONDIÇÕES MENOS FAVORÁVEIS PARA A GERAÇÃO.	ACRÉSCIMO DE R\$ 0,015 PARA CADA 1 kWh (QUILOWATT-HORA)
 VERMELHA PATAMAR 1	CONDIÇÕES MAIS CUSTOSAS DE GERAÇÃO.	ACRÉSCIMO DE R\$ 0,030 PARA CADA 1 kWh (QUILOWATT-HORA)
 VERMELHA PATAMAR 2	CONDIÇÕES MAIS CUSTOSAS DE GERAÇÃO.	ACRÉSCIMO DE R\$0,045 PARA CADA 1 kWh (QUILOWATT-HORA)

* ACRÉSCIMO APLICADO AO PREÇO DE ENERGIA (TE – KW/H)

Fonte: AES Eletropaulo, (2016).

2.3.4 Sistema de compensação de energia elétrica

A Resolução Normativa nº 482/2012 trouxe uma importante mudança no sistema brasileiro de tarifação de energia elétrica com a inserção das GDs. O Sistema de compensação de energia elétrica permite que a energia excedente gerada pela unidade consumidora com micro ou minigeração seja injetada na rede da distribuidora, gerando, quando for o caso, créditos em energia (kWh) que podem ser usados em até 60 meses.

Quando a energia injetada na rede for maior que a consumida, o consumidor receberá os créditos e poderá abater o consumo em outro posto tarifário (para consumidores com tarifa horária) ou na fatura dos meses subsequentes. Se houver outras unidades previamente cadastradas dentro da mesma área de concessão e caracterizadas como autoconsumo remoto, geração compartilhada ou integrante de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (condomínios), o consumidor também pode ceder os créditos a elas (ANEEL, 2016c).

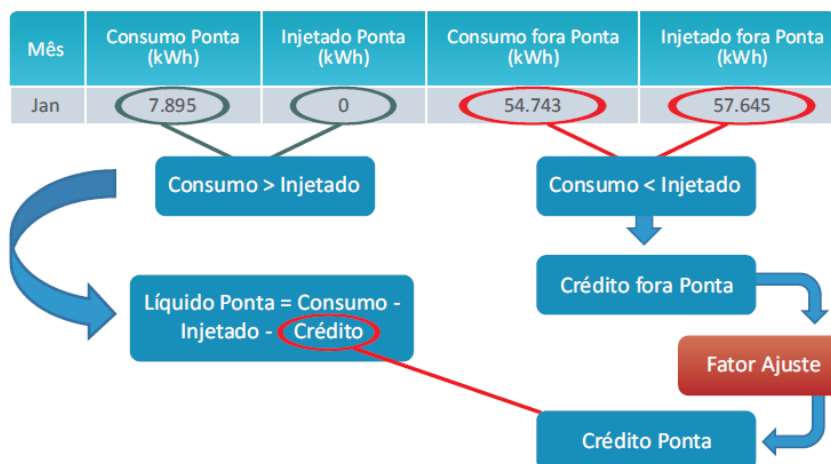
Ao gerar os devidos créditos, ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, as unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (grupo B), devem realizar o pagamento referente ao custo de disponibilidade – valor em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico). De forma análoga, para os consumidores conectados em média-alta tensão (grupo A) apenas a parcela da fatura correspondente à demanda contratada será devida (ANEEL, 2016c).

Para exemplificar o faturamento no sistema de compensação de energia elétrica, consideremos um consumidor do grupo A (média-alta tensão) com consumo ponta e fora ponta diferenciado. Dispondo de tarifa horária, a energia injetada deve ser utilizada, prioritariamente, para abater o consumo mensal no mesmo período (ponta ou fora ponta). Caso haja sobra, esse saldo será utilizado para reduzir o consumo no outro posto tarifário, após a aplicação de um fator de ajuste.

Esse fator é o resultado da divisão do valor de uma componente da tarifa (a componente TE – Tarifa de Energia) de ponta pela fora de ponta (nos casos do excedente ser originado no posto tarifário ponta), ou da tarifa fora de ponta pela tarifa de ponta, quando o excedente surgir no

posto fora de ponta. Havendo, no exemplo em questão, um excedente de energia injetada na rede no período fora de ponta, teríamos a seguinte situação ilustrada na Figura 10:

Figura 10 – Cálculo para crédito de consumidor com minigeração distribuída do grupo A



Fonte: ANEEL, (2016c).

2.3.5 Impostos e tributos federais e estaduais

A Receita Federal do Brasil e as Secretarias de Fazenda Estaduais definem sobre a cobrança de impostos e tributos federais e estaduais, inclusive os que estão presentes na fatura de energia: o PIS/PASEP (Programa de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público), a COFINS (Contribuição Social para Financiamento da Seguridade Social) e o ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços).

As leis federais estabelecem a chamada cobrança “por dentro” desses tributos, no qual os valor de cada um deles integra a própria base de cálculo sobre a qual incidem suas respectivas alíquotas. A concessionária, ao receber os valores cobrados nas faturas de energia, discrimina os tributos para recolher à União, a parcela referente ao PIS e à COFINS, e para transferir aos Estados, conforme as leis estaduais correspondentes, a parte equivalente ao ICMS. A forma de cálculo do valor a ser pago é mostrada na Equação (7).

$$Valor\ a\ ser\ cobrado\ do\ consumidor = \frac{Valor\ da\ tarifa\ publicada\ pela\ ANEEL}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \quad (7)$$

O PIS e a COFINS não possuíam até outubro de 2015 uma legislação ou orientação da Receita Federal esclarecendo como deveria ser realizada a cobrança para os casos de micro e

minigeração distribuída. Após a publicação da Lei nº 13.169/2015, de 6 de outubro de 2015, a incidência desses tributos passou a acontecer sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada pela unidade consumidora (ANEEL, 2016c).

Com relação ao ICMS, o CONFAZ (Conselho Nacional de Política Fazendária) aprovou o Convênio ICMS 6/2013, estabelecendo que a alíquota aplicável do ICMS incidiria sobre toda a energia que chega à unidade consumidora proveniente da distribuidora, sem considerar qualquer compensação de energia produzida. Posteriormente, o CONFAZ publicou o Convênio ICMS 16/2015, revogando o Convênio ICMS 6/2013 e permitindo que o ICMS incida somente sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.

Essa mudança é válida apenas para os estados que desejarem aderir ao novo convênio, caso contrário, mantém-se a regra anterior. O Espírito Santo é um dos cinco estados que ainda cobra o ICMS (alíquota de 25%) sobre a energia produzida por micro e minigeradores instalados. Por enquanto, os outros estados que também não aderiram são: Paraná, Santa Catarina, Amazonas e Amapá.

3 METODOLOGIA

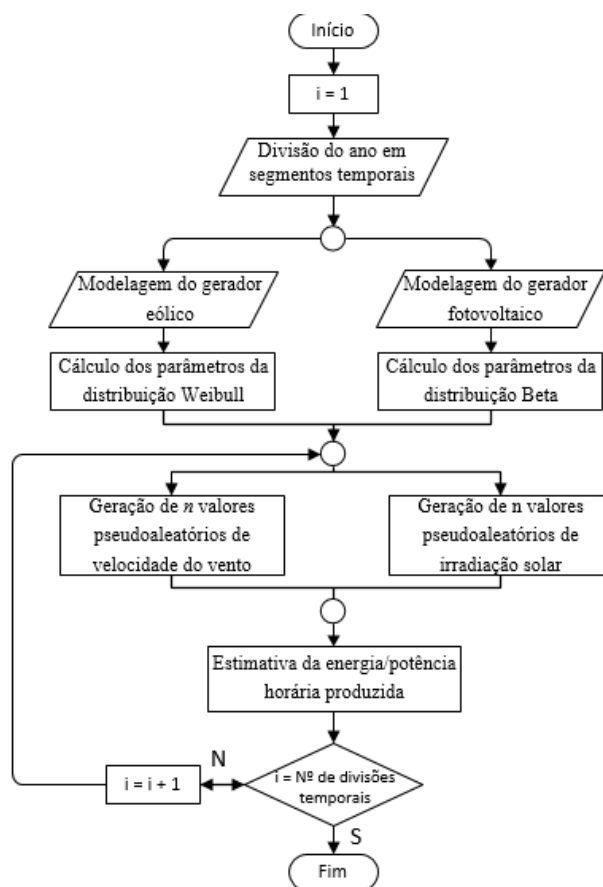
As técnicas de estatística aliadas aos modelos teóricos do painel fotovoltaico e do gerador eólico contemplam o desenvolvimento da simulação. O valor da energia solar e da energia eólica gerado a cada hora pode ser calculado por dois métodos: (a) utilizando diretamente os dados horários sequenciais de radiação solar e velocidade do vento existentes ou (b) ajustando as funções de densidade de probabilidade a esses dados e calculando as energias médias horárias para um dia típico no mês. Esse último método será utilizado com o auxílio da SMC.

3.1 Estrutura do algoritmo geral de simulação

O processo de simulação pode ser resumido de acordo com sua ordem de execução. Inicialmente, o ano é dividido em segmentos temporais segundo os intervalos horários que se deseja. Para este estudo, cada mês do ano foi representado por um dia útil, subdividido em 24 intervalos de uma 1 hora, logo, o método da SMC é aplicado 288 vezes. Como variáveis de entrada da simulação, temos a PDF da velocidade do vento e outra da irradiação solar. Elas são obtidas por meio do histórico armazenado e pela modelagem da distribuição de acordo com a variação dos dados. As distribuições escolhidas para a geração eólica e fotovoltaica são Weibull e Beta respectivamente e estão detalhadas na seção 3.2 e 3.3.

Após a simulação, utilizando os modelos dos geradores distribuídos, temos a potência de saída em uma única PDF. Gerando um grande número de valores pseudoaleatórios (20.000) e obtendo a média da curva resultante, é possível quantificar a potência e a energia probabilística dos intervalos de tempo analisados. O diagrama de fluxo apresentado na Figura 11 descreve o funcionamento do algoritmo.

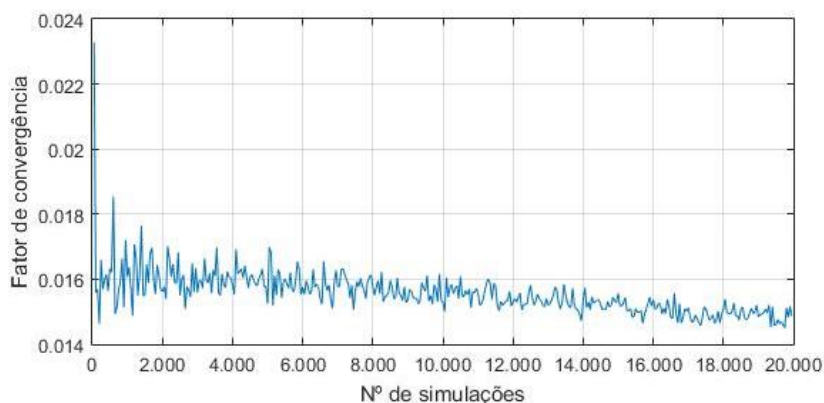
Figura 11 – Fluxograma do algoritmo principal de simulação.



Fonte: Produção do próprio autor.

Ao avaliar o comportamento típico da simulação, o fator de convergência (mencionado na seção 2.2) pode ser utilizado para indicar a interrupção da simulação. Ele orienta na escolha do número de amostras ou simulações a serem utilizadas na geração dos valores pseudoaleatórios de acordo com o Gráfico 7.

Gráfico 7 – Convergência da função teste



Fonte: Produção do próprio autor.

O parâmetro de convergência utilizado foi a soma total da energia gerada pela fonte eólica. Outros indicadores testados, como soma total da energia gerada pela fonte solar fotovoltaica, apresentaram uma convergência mais acelerada. Portanto, o parâmetro escolhido sugere que o restante das variáveis já tenha convergido.

Pelo Gráfico 7, observa-se que uma variação maior do coeficiente nas primeiras simulações. Isso deve-se ao fato de que a geração simulada é baseada unicamente em fontes de padrão estocástico, onde a energia gerada por este sistema varia mais entre iterações sucessivas. Segundo Abdelaziz *et al.* (2015), para um alto número de simulações de Monte Carlo, a convergência é garantida. Por isso, 20.000 amostras serão utilizadas para obter os resultados com valor de convergência de 1,5% aproximadamente.

Os modelos computacionais de sistemas de geração de energia renovável fazem uso de representações matemáticas dos componentes com o intuito de simular o comportamento do sistema real. A modelagem de energia produzida pelos geradores distribuídos do sistema é apresentada a seguir.

3.2 Modelo probabilístico da energia ativa produzida pelo gerador eólico

De modo a obter a representação probabilística da energia produzida por um gerador eólico, a PDF do modelo é estabelecida, determinando a distribuição de probabilidades.

A distribuição de Weibull é a mais utilizada para descrever o comportamento estocástico da velocidade do vento num determinado local e hora do ano. Em uma mesma região, a velocidade do vento pode variar em uma larga faixa de valores. Assim, a PDF de Weibull para uma velocidade do vento v é definida pela Equação (8) (MOKRYANI E SIANO, 2013).

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (k > 0, v > 0, c > 1) \quad (8)$$

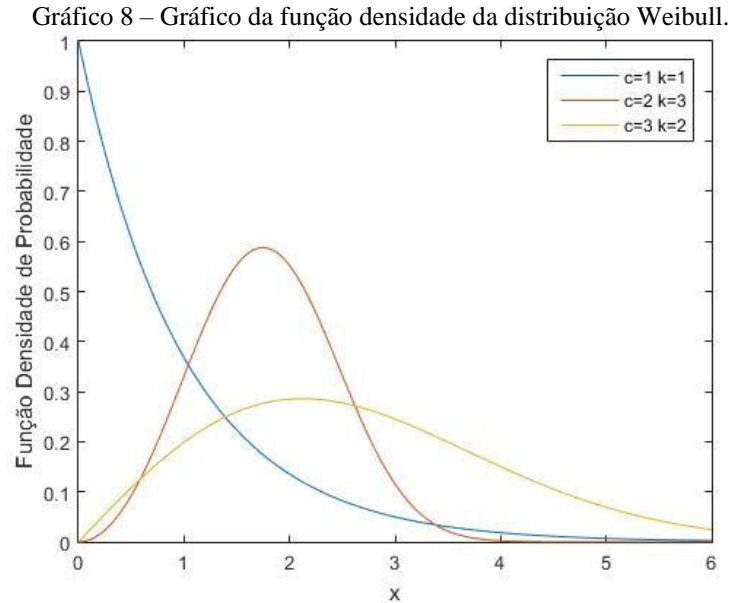
Onde,

v – velocidade média do vento (m/s);

c – fator de escala (m/s);

k – fator de forma.

Quanto maior o valor do parâmetro k , mais estreita e pontiaguda é a curva de Weibull, conforme mostra o Gráfico 8. Isso significa que existe uma menor variação da variável x . O aumento no fator de escala c , por sua vez, está relacionado ao aumento no valor médio de x . Por inspeção da PDF, nota-se que quando $k = 1$, a distribuição de Weibull é idêntica à distribuição exponencial.



Fonte: Produção do próprio autor.

Os parâmetros $k(i)$ e $c(i)$ de um intervalo horário i são obtidos respectivamente pelas Equações (9) e (10). Os dados necessários para determinar a velocidade média do vento ($\mu(i)$) e conseqüentemente o desvio padrão ($\sigma(i)$), são obtidos pela análise histórica dos dados recolhidos no local em estudo, normalmente disponibilizado por institutos meteorológicos.

$$k(i) = \left(\frac{\sigma(i)}{\mu(i)} \right)^{-1,086} \quad (1 \leq i \leq 288) \quad (9)$$

$$c(i) = \frac{\mu(i)}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k(i)}\right)} \quad (1 \leq i \leq 288) \quad (10)$$

Onde,

Γ – função gama, definida pela equação $\Gamma(x) = \int_0^{\infty} e^{-t} t^{x-1} dt$

No entanto, para se aplicar a SMC, é necessário obter a função de distribuição acumulada ($fda(x)$) e invertê-la para que os valores de velocidade de vento possam ser gerados aleatoriamente segundo a distribuição de Weibull. Essa função é obtida integrando a PDF ($f(x)$), onde x representa a velocidade média do vento v (Equação 11).

$$fda(x) = \int f(x) dx \quad (11)$$

A sua função inversa é determinada por meio do cálculo da função quantil da distribuição de Weibull ($Q(p)$), conforme apresentado na Equação 12.

$$Q(p) = fda^{-1}(p) \quad (12)$$

Neste trabalho, a geração dos números pseudoaleatórios é realizada computacionalmente, implementada por funções que se baseiam nas Equações (11) e (12). Porém, com as variáveis geradas, ainda é preciso utilizá-las com o intuito de modelar a potência de saída do GE e, conseqüentemente, a energia ativa produzida.

Para equacionar o modelo matemático da potência gerada pelos GEs, é necessário especificar o tipo de controle a ser utilizado. O aerogerador deve possuir um sistema de controle capaz de orientar o rotor da turbina perpendicularmente ao vento e de pará-lo em caso de condições climáticas extremamente adversas.

Um método amplamente utilizado é o modelo baseado no método dos mínimos quadrados. O método adequa a curva da potência de saída fornecida nos manuais dos fabricantes, em polinômios de qualquer ordem. Dessa forma, é possível ajustar a precisão do modelo variando a ordem da equação polinomial.

O modo de operação não linear dos GEs será descrito a partir de um polinômio de grau 9. As condições de operação e o modelo estão descritos na Equação (13).

$$P_s = \begin{cases} 0 & 0 \leq V < V_i \\ (aV^9 + bV^8 + cV^7 + \dots + hV^2 + iV + j) * n & V_i \leq V < V_o \\ 0 & V \geq V_o \end{cases} \quad (13)$$

Onde,

P_s – potência total gerada (W);

a, b, c, \dots, h, i, j – coeficientes do polinômio de nona ordem

V – velocidade do vento (m/s);

V_i – velocidade de partida (m/s);

V_o – velocidade de corte (m/s);

n – quantidade de geradores eólicos.

3.3 Modelo probabilístico da energia ativa produzida pelo gerador fotovoltaico

A PDF da distribuição Beta (Equação (14)) é uma função de probabilidade contínua que tem se mostrado uma boa aproximação para a modelagem do perfil da irradiação solar de um determinado local (KARAKI, CHEDID E RAMADAN, 1999). Como a distribuição Beta é definida no intervalo $[0;1]$, os valores de irradiação solar média (r) foram divididos pela irradiação máxima ($r_{m\acute{a}x}$) a fim de adequar a variável ao modelo.

$$f(r) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha) * \Gamma(\beta)} \left(\frac{r}{r_{m\acute{a}x}}\right)^{\alpha-1} \left(1 - \frac{r}{r_{m\acute{a}x}}\right)^{\beta-1} \quad \alpha > 0, \beta > 0 \quad (14)$$

Onde,

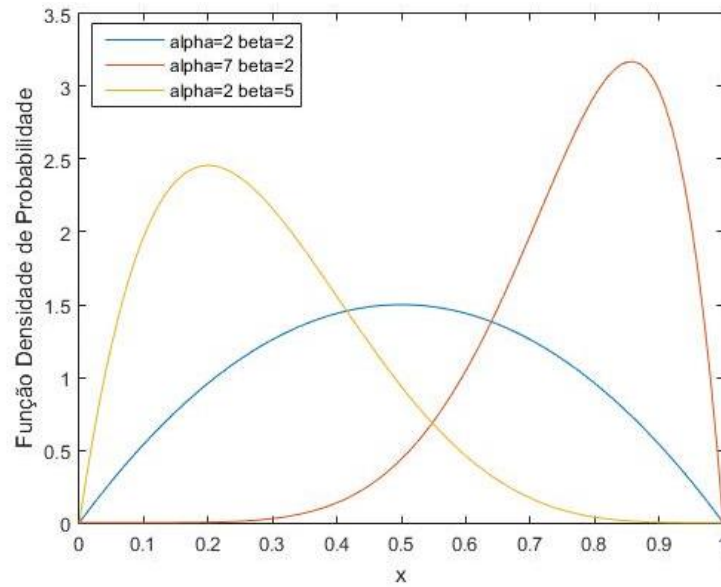
r – irradiação solar média (kW/m²);

$r_{m\acute{a}x}$ – irradiação máxima (kW/m²);

α, β – fatores de forma.

No modelo, os parâmetros α e β definem a forma da distribuição. Se $\alpha = \beta$, a distribuição é simétrica, se $\alpha > \beta$, a assimetria é negativa e, no caso de $\alpha < \beta$, sua assimetria é positiva (Gráfico 9).

Gráfico 9 – Gráfico da função densidade da distribuição Beta.



Fonte: Produção do próprio autor.

Os fatores de forma $\alpha(i)$ e $\beta(i)$ são calculados a partir de da irradiação solar média ($\mu(i)$) e desvio padrão ($\sigma(i)$) dos dados históricos no período i . Os cálculos para obter os fatores são mostrados nas Equações (15) e (16).

$$\beta(i) = (1 - \mu(i)) \left[\frac{\mu(i)(1 - \mu(i))}{\sigma(i)^2} - 1 \right] \quad (1 \leq i \leq 288) \quad (15)$$

$$\alpha(i) = \frac{\mu(i)\beta(i)}{1 - \mu(i)} \quad (1 \leq i \leq 288) \quad (16)$$

De forma análoga à velocidade de vento, é necessário obter a função de distribuição acumulada (Equação 11) e invertê-la (Equação 12) para que os valores de irradiação solar possam ser gerados aleatoriamente segundo a distribuição Beta.

A potência de saída dos painéis fotovoltaicos depende da energia solar e da temperatura ambiente do local, bem como das características do próprio painel. A construção do modelo matemático da potência gerada pelos PVs baseou-se na modelagem realizada por Abdelaziz *et al.*, (2015). Para um segmento de tempo específico e uma variável aleatória de irradiação solar simulada (r), a potência correspondente é calculada usando as Equações (17), (18), (19), (20) e (21).

$$T_c = T_a + r \left(\frac{N_{ot} - 20}{0,8} \right) \quad (17)$$

$$I = r [I_{sc} + K_i (T_c - 25)] \quad (18)$$

$$V = V_{oc} - K_v * T_c \quad (19)$$

$$FF = \frac{V_{mp} * I_{mp}}{V_{oc} * I_{sc}} \quad (20)$$

$$P_s = (FF * V * I) * n \quad (21)$$

Onde,

T_c – temperatura do painel fotovoltaico (°C);

T_a – temperatura média do ambiente no período (°C);

N_{ot} – temperatura nominal de operação da célula (°C);

I – corrente na célula (A);

I_{sc} – corrente de curto circuito da célula (A);

K_i – coeficiente corrente/temperatura (A/°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;

V_{mp} – tensão no ponto de máxima potência (V);

I_{mp} – corrente no ponto de máxima potência (A);

P_s – potência total gerada (W);

n – quantidade de painéis fotovoltaicos.

Não foram considerados o posicionamento dos PVs, a influência do albedo, do sombreamento e das conexões na modelagem da potência realizada. Destaca-se, sobretudo, os efeitos da temperatura e da irradiação solar no rendimento do painel. Todos os parâmetros do modelo em questão são obtidos através de medições meteorológicas e do manual do fabricante do painel.

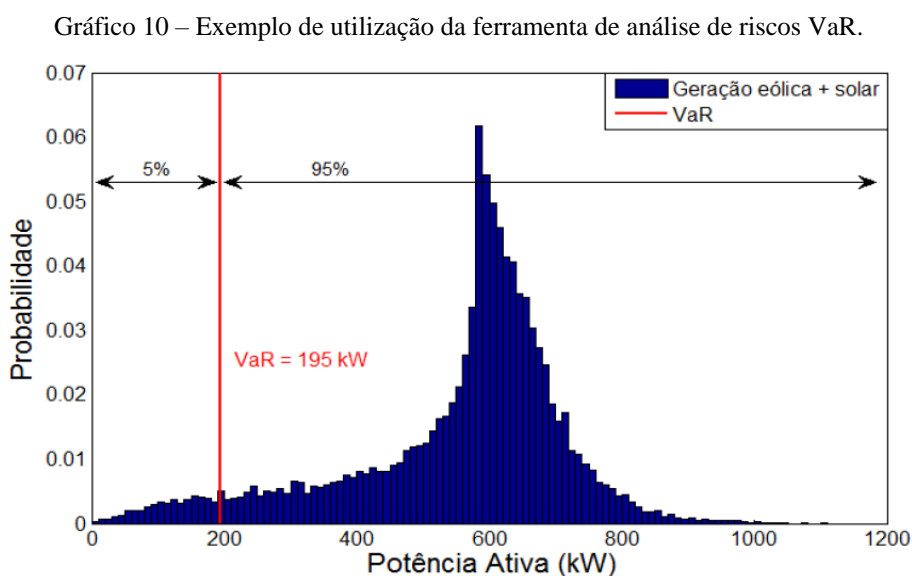
3.4 Estimativa da geração de energia fornecida pelos geradores distribuídos

Para estimar a quantidade total de energia fornecida, dois métodos serão considerados nesse estudo. O primeiro consiste na ferramenta de análise de riscos *Value at Risk* (VaR), que foi utilizado por Fiorotti (2015) para determinar a potência firme das unidades de GD.

Um nível de confiança (ζ) deve ser adotado, a fim de obter o valor da variável analisada correspondente. Todas as n amostras são ordenadas de forma crescente em um vetor de modo que o termo j calculado na Equação (22), corresponderá ao seu respectivo VaR.

$$j = (1 - \zeta) * n \quad (22)$$

Como exemplo, temos uma PDF gerada pelas unidades de GD em um determinado mês e hora (Gráfico 10). Para um nível de confiança (ζ) de 95% e 20.000 amostras, o VaR corresponde ao milésimo elemento do vetor ordenado, ou seja, 195 kW.



O segundo método é utilizado por Abdelaziz *et al.* (2015), que calcula inúmeras vezes a variável aleatória e obtém o valor médio final de maior probabilidade (Equação (23)).

$$P_m = \frac{1}{NS} \sum_{j=1}^{NS} P(j) \quad (23)$$

Onde,

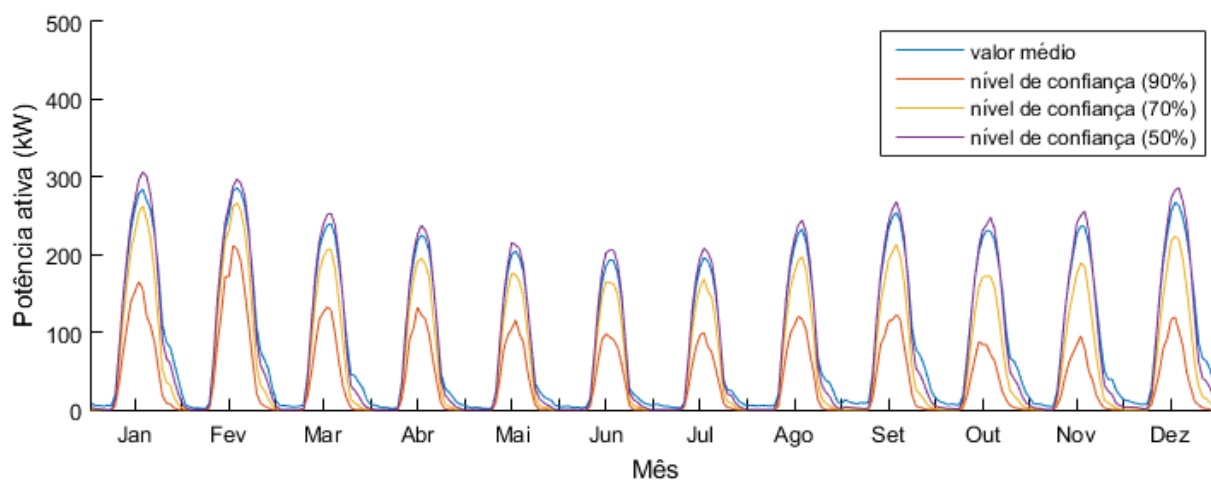
P_m – estimativa do valor de potência calculado a cada intervalo horário;

$P(j)$ – variável aleatória de potência;

NS – número total de simulações.

O Gráfico 11 mostra as duas situações na curva de potência total com diferentes valores de ζ .

Gráfico 11 – Estimativa da curva anual de potência gerada pelas unidades de GD



Fonte: Produção do próprio autor.

Fica evidente que a escolha do nível de confiança (ζ) no método de análise de riscos influencia diretamente nos resultados da curva. Ao aumentar a confiabilidade, o valor resultante diminui, garantindo um menor nível de potência fornecida. Quando ζ diminui, o termo j do vetor ordenado aumenta e conseqüentemente o VaR é maior ou igual ao anterior.

Apesar da flexibilidade na segurança do valor obtido na análise de riscos, o método do valor médio será utilizado como referência, para que o nível de confiança não influencie no cálculo do faturamento. Em ambos os casos, os valores calculados de potência fornecida são equivalentes aos de energia, pois, o intervalo de análise de cada amostra é horário.

4 RESULTADOS

Para fazer uso da modelagem da energia fornecida por geradores distribuídos via SMC, um sistema de minigeração será avaliado neste capítulo com base em dados reais de entrada. A partir dessa premissa, é necessário escolher uma unidade consumidora que possua um potencial eólico e/ou solar como recurso renovável e um consumo de energia elétrica que viabilize a instalação de um sistema desse porte.

Realizada a inspeção de fontes de informação de velocidade do vento, da irradiação solar e da temperatura ambiente de uma mesma região, verificou-se que o *campus* de Goiabeiras da Universidade Federal do Espírito Santo (UFES) é um local que possui níveis razoáveis de disponibilidade desses recursos renováveis e tem uma demanda contratada de 3650 kW. Por essas razões, os dados da universidade serão considerados na análise e verificação dos resultados.

Outros trabalhos publicados tratam da micro e minigeração de energia em edifícios da UFES com uma outra abordagem. Nascimento (2014) propõe uma nova matriz energética composta por fonte eólica e solar a partir do perfil de consumo do Centro Tecnológico II. Oliveira (2015) avalia a viabilidade técnica e financeira da implantação de um sistema de microgeração fotovoltaico no restaurante do Centro Tecnológico. Ambos utilizam *softwares* específicos para o levantamento do potencial das fontes renováveis e estimativa do montante de energia gerada.

Não faz parte do escopo deste trabalho viabilizar um projeto de micro ou minigeração distribuída e nem dimensionar o sistema. Os resultados apresentados incluem simular o método de Monte Carlo aplicado à geração eólica e solar fotovoltaica e mostrar como a energia produzida seria aproveitada na fatura de uma unidade consumidora com um sistema de geração distribuída.

4.1 Caracterização dos dados históricos

O processo de caracterização dos dados históricos se inicia com a coleta de informação dos recursos renováveis existentes, obtendo as variáveis meteorológicas do vento, irradiação solar e temperatura. Posteriormente, apresentam-se as características da demanda, que descrevem a

curva de carga típica da comunidade analisada e a qual deverá ser atendida pelo sistema de GD.

Foram utilizados 5 anos (2010 a 2014) de séries históricas para representar as características típicas de base da simulação. Devido à variação horária e sazonal das informações, cada mês do ano foi representado por um dia útil, subdividido em 24 intervalos de uma 1 hora.

Uma representação anual, portanto, é formada por 288 intervalos horários (12 meses no ano * 24 horas do dia). Considerando um mês com 30 dias, cada segmento de tempo possui cerca de 150 medições. Com base nesses intervalos de tempo, observa-se que aumentando as subdivisões por ano, melhor será o grau de análise, porém, quanto mais subdivididos, maiores serão as séries históricas e o processamento dos dados e algoritmos utilizados.

Os parâmetros de caracterização calculados a partir da série de dados gerada são o valor médio, valor extremo (máximo) e desvio padrão da amostra. O Quadro 3 apresenta os valores resultantes para o vento, a irradiação solar e temperatura. Esta última, apesar de não ser um recurso utilizado pelo sistema para a geração de energia, tem grande influência na eficiência dos painéis fotovoltaicos.

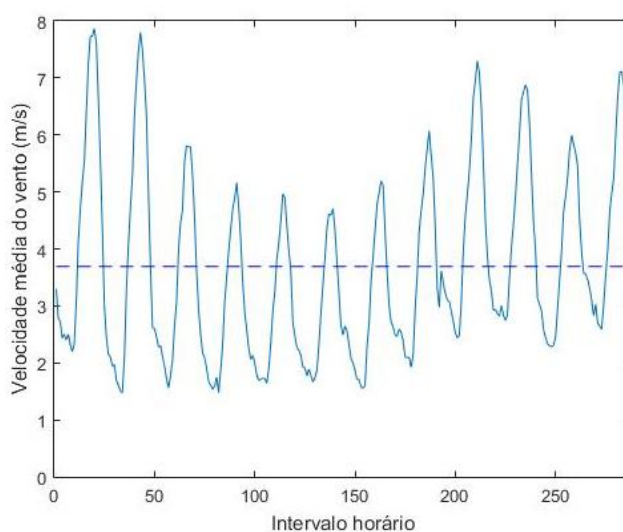
Quadro 3 – Parâmetros calculados a partir da série de dados anual subdividida

RECURSO EÓLICO		
Velocidade de vento média	3,69	m/s
Desvio padrão	1,86	m/s
RECURSO SOLAR		
Irradiação solar média	0,21	kW/m ²
Irradiação solar máxima	1,15	kW/m ²
Desvio padrão	0,08	kW/m ²
TEMPERATURA		
Temperatura média	24,1	°C

Fonte: Produção do próprio autor.

O comportamento da velocidade do vento pode ser observado no Gráfico 12. Nota-se que as maiores velocidades acima da média anual (linha tracejada) se encontram no início do gráfico (entre os meses de janeiro e fevereiro) e uma menor concentração de valores entre os meses de abril e julho.

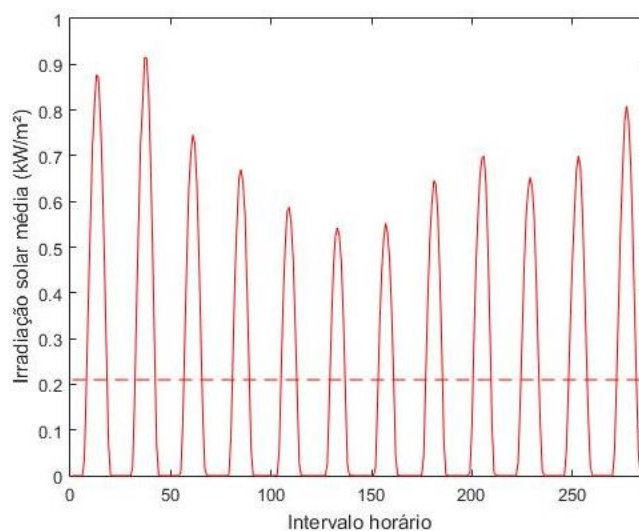
Gráfico 12 – Distribuição da velocidade do vento – representação anual



Fonte: Produção do próprio autor.

Para o caso da irradiação solar, o Gráfico 13 mostra que o recurso apresenta um padrão de variação bem definido ao longo do ano, com os maiores registros nos meses de primavera e verão e os menores no outono e inverno.

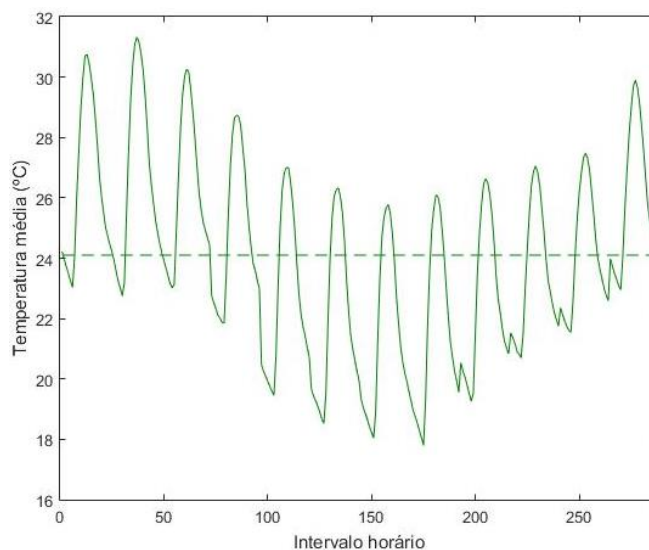
Gráfico 13 – Distribuição de irradiação solar – representação anual



Fonte: Produção do próprio autor.

Um fator importante tanto na geração quanto no consumo de energia elétrica é o clima. Destaca-se a correlação existente entre a irradiação solar e a variação da temperatura ao longo do ano, comparando os Gráficos 13 e 14.

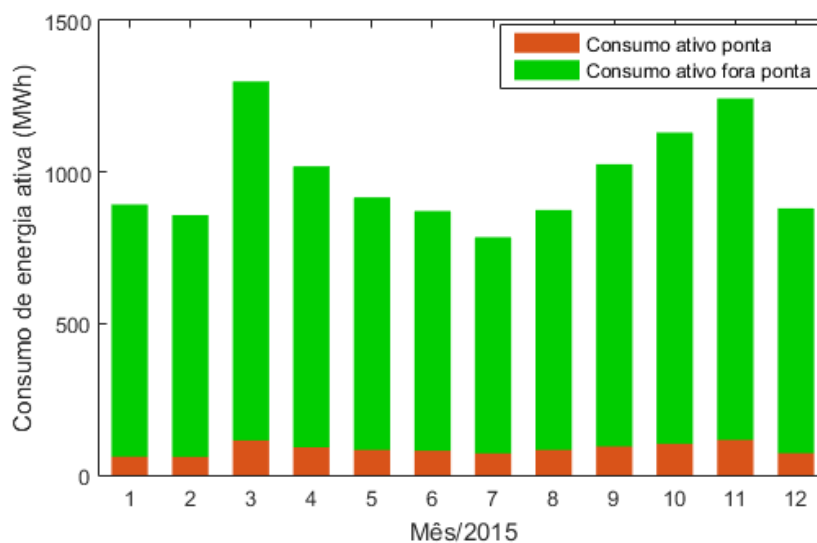
Gráfico 14 – Distribuição de temperatura – representação anual



Fonte: Produção do próprio autor.

A temperatura interfere no consumo de energia da unidade principalmente devido a utilização de aparelhos de ar condicionado. No período letivo da universidade, nota-se a influência da variação de temperatura média (Gráfico 14) na curva da série histórica de consumo de energia (Gráfico 15). Os dados do Gráfico 15 foram obtidos a partir do consumo faturado, referentes aos meses de janeiro a dezembro de 2015, a fim de verificar o perfil anual de utilização de energia elétrica.

Gráfico 15 – Perfil anual de consumo de energia ativa da unidade consumidora



Fonte: Produção do próprio autor.

Pela inspeção dos dados disponíveis pode-se observar que os meses de janeiro, fevereiro, julho e dezembro correspondem aos meses de menor consumo. A UFES tem adotado medidas para reduzir os gastos com energia elétrica, como o funcionamento em horário especial de todos os setores da reitoria e dos órgãos administrativos no período de férias e recesso acadêmico.

4.2 Simulação de Monte Carlo aplicada à geração de dados meteorológicos

Para fins de simulação, foram construídas 288 PDFs para cada tipo de geração com base na divisão temporal definida inicialmente. Cada PDF representa o perfil de velocidade do vento ou irradiação solar em um determinado intervalo horário.

4.2.1 Distribuição de probabilidade da geração eólica

A fim de determinar a energia produzida pela GD e aplicar a metodologia descrita inicialmente, deve-se extrair as características técnicas dos geradores distribuídos. O Quadro 4 resume as principais informações inerentes ao gerador eólico.

Quadro 4 – Características técnicas do gerador eólico

GE		
Potência nominal	10	kW
Velocidade de partida	2,5	m/s
Velocidade nominal	11	m/s
Velocidade de corte	20,5	m/s
Quantidade de aerogeradores	20	-
Potência total instalada do GE	200	kW

Fonte: Adaptado de Fiorotti, (2015).

De acordo com o modelo de geração de energia eólica escolhido, é preciso determinar os 10 coeficientes ($a, b, c, d, e, f, g, h, i, j$) do polinômio de nona ordem (Equação 13). Para tal, fazemos uso do manual da turbina que contém a potência gerada em função da velocidade do vento (Quadro 5) (FIOROTTI, 2015).

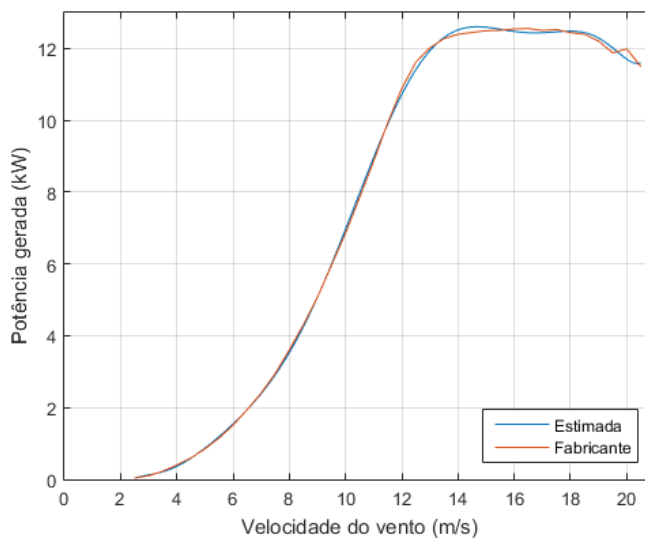
Quadro 5 – Dados do fabricante de GE para potência de saída em função da velocidade do vento

Velocidade do vento (m/s)	Potência de saída (kW)	Velocidade do vento (m/s)	Potência de saída (kW)
1,0	0	11,0	8,863
1,5	0	11,5	9,928
2,0	0	12,0	10,885
2,5	0,039	12,5	11,619
3,0	0,102	13,0	12,019
3,5	0,229	13,5	12,276
4,0	0,399	14,0	12,395
4,5	0,596	14,5	12,449
5,0	0,848	15,0	12,495
5,5	1,151	15,5	12,508
6,0	1,510	16,0	12,546
6,5	1,938	16,5	12,555
7,0	2,403	17,0	12,503
7,5	2,949	17,5	12,528
8,0	3,602	18,0	12,442
8,5	4,306	18,5	12,396
9,0	5,071	19,0	12,208
9,5	5,960	19,5	11,878
10,0	6,856	20,0	11,989
10,5	7,849	20,5	11,495

Fonte: Adaptado de Fiorotti, (2015).

A função *polyfit* do *software* Matlab resolve o problema do ajuste de curvas pelo mínimo quadrado, retornando um vetor que contém os coeficientes do polinômio. Esse método tem como objetivo encontrar uma curva que melhor se ajuste aos dados disponibilizados a partir da escolha da ordem do polinômio. A curva de potência foi modelada por um polinômio de ordem 9, conforme o Gráfico 16.

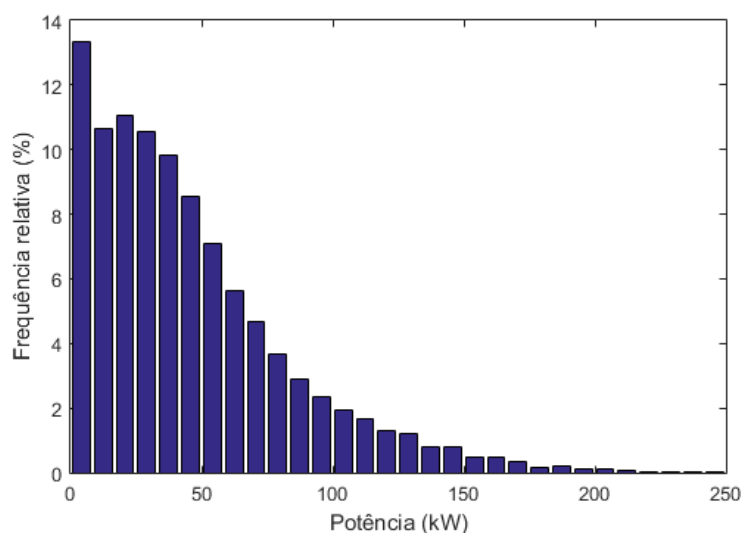
Gráfico 16 – Curva estimada da potência de saída da turbina



Fonte: Produção do próprio autor.

Por meio dos dados fornecidos pelo fabricante e do cálculo da velocidade do vento com o auxílio da distribuição de Weibull, é possível prever a potência elétrica produzida pelo conjunto de geradores eólicos para cada amostra gerada. O Gráfico 17 mostra um exemplo de histograma gerado a partir de 20.000 potências calculadas.

Gráfico 17 – Histograma da potência de saída na geração eólica em determinado intervalo horário



Fonte: Produção do próprio autor.

O fator de capacidade também é um parâmetro importante, característico desses sistemas, dado pela razão entre a potência efetiva produzida e a potência nominal da turbina, produzida integralmente no mesmo período. Para a geração eólica, esse fator é de 8,72%.

Foram considerados 20 geradores eólicos, com uma capacidade total instalada de 200 kW e aproximadamente 19,9 MWh de energia anual produzida pelo conjunto. Pode haver uma pequena alteração no valor dessa energia quando uma nova simulação é realizada, uma vez que estamos analisando um caso probabilístico com números pseudoaleatórios.

4.2.2 Distribuição de probabilidade da geração fotovoltaica

As características elétricas do painel fotovoltaico são disponibilizadas pelo fabricante nas condições de referência, especificando a corrente de curto-circuito, a tensão de circuito aberto, a corrente no ponto de potência máxima e a tensão no ponto de potência máxima. Para ter em conta a influência da temperatura no funcionamento da célula, os fabricantes também disponibilizam normalmente as características térmicas da célula, que inclui a sua temperatura

em funcionamento nominal (índice N_{ot}). O exemplo utilizado de um módulo fotovoltaico pode ser visto no Quadro 6.

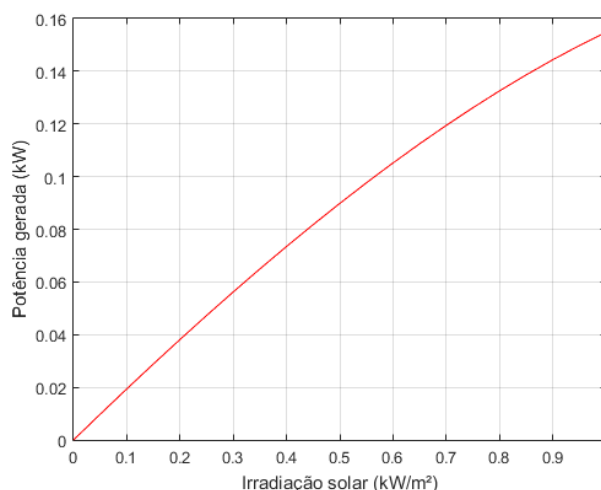
Quadro 6 – Características técnicas do gerador solar fotovoltaico

PV		
Potência nominal (P_{nom})	0,25	kWp
Tensão de circuito aberto do módulo (V_{oc})	38,4	V
Corrente de curto-circuito da célula (I_{sc})	8,79	A
Tensão no ponto de máxima potência (V_{mp})	30,4	V
Corrente no ponto de máxima potência (I_{mp})	8,24	A
Coefficiente tensão/temperatura (K_v)	0,33	V/°C
Coefficiente corrente/temperatura (K_i)	0,06	A/°C
Temperatura nominal de operação da célula (N_{ot})	46	°C
Quantidade de painéis fotovoltaicos	2000	-
Potência total instalada do PV	500	kWp

Fonte: Adaptado de Fiorotti, (2015).

No Gráfico 18 pode ser observado a influência de diferentes irradiações na curva de potência do painel solar fotovoltaico. Como a temperatura também influencia nos resultados, foi adotado 25 °C para a temperatura média do ambiente na simulação a seguir.

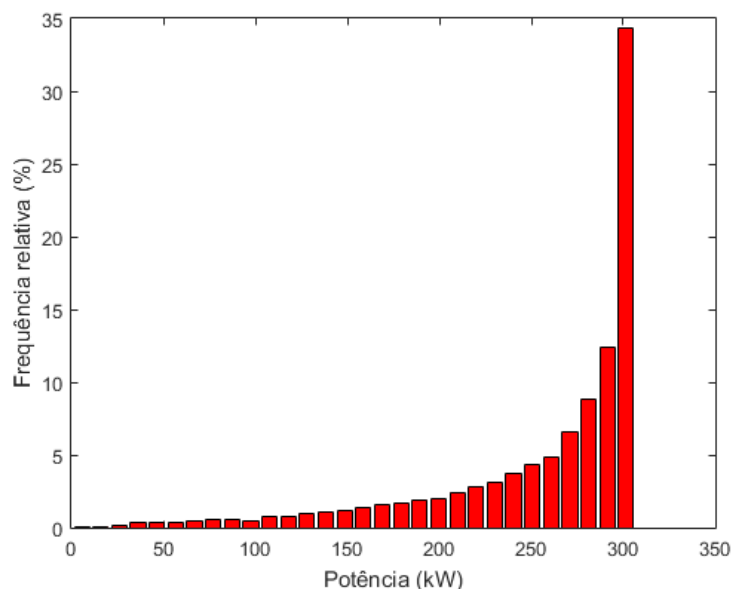
Gráfico 18 – Curva estimada da potência de saída do painel



Fonte: Produção do próprio autor.

Diferentemente do histograma da geração eólica, a maior parte da frequência relativa da geração fotovoltaica encontra-se, em função do horário, no trecho mais alto de potência fornecida, segundo a distribuição Beta. O Gráfico 19 exemplifica essa concentração de probabilidade da curva estimada em um dos intervalos horários.

Gráfico 19 – Histograma da potência de saída na geração fotovoltaica em determinado intervalo horário



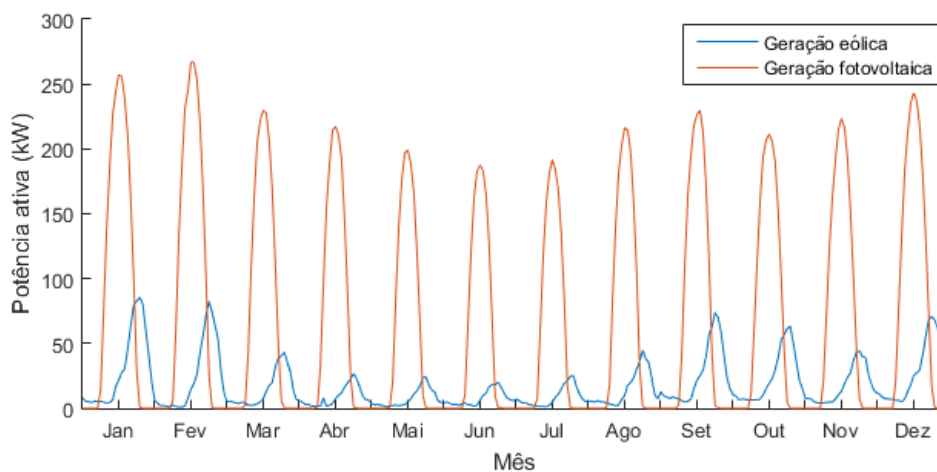
Fonte: Produção do próprio autor.

O fator de capacidade, que é a relação entre a energia gerada e a capacidade de geração dos painéis, é de 14%. Foram considerados 2.000 painéis fotovoltaicos, com uma capacidade total instalada de 500 kW e aproximadamente 31 MWh de energia anual produzida pelo conjunto.

4.2.3 Perfil da curva de potência fornecida pelo sistema

Uma forma interessante de análise dos recursos disponíveis é a distribuição de potência ativa da GD ao longo do dia. A variação mensal de potência representa o perfil da curva diária de geração, devido a divisão temporal utilizada na construção das PDFs (Gráfico 20).

Gráfico 20 – Estimativa da curva anual de potência separada por tipo de geração



Fonte: Produção do próprio autor.

O aumento da potência fornecida pela geração eólica quando ocorre a diminuição da incidência solar, evidencia uma certa complementariedade entre os recursos. No período da noite, onde não há incidência solar, a geração eólica assume o fornecimento de energia em menor escala. Essa geração corresponde apenas a 20% da geração anual estimada, enquanto a geração fotovoltaica assume 80% desse valor.

4.3 Análise tarifária

A UFES é um consumidor cativo classificado no grupo A, visto que é atendida em nível de tensão superior a 2,3 kV. Desta forma, ela é cobrada tanto pela demanda de potência quanto pela energia que consome (tarifa binômica), sendo possível enquadrá-la em uma de duas alternativas tarifárias: a tarifa horossazonal verde ou azul.

Analisando a memória de massa e as faturas referentes ao ano de 2015, nota-se que a universidade se enquadra na modalidade tarifária horossazonal verde. Essa modalidade exige um contrato específico com a concessionária no qual é informado a demanda de potência ativa pretendida pelo consumidor (demanda contratada), independentemente da hora do dia (ponta ou fora de ponta).

A fatura de energia elétrica dessa unidade consumidora é composta da soma de parcelas referentes ao consumo ponta e fora de ponta de energia e demanda máxima mensal, uso do sistema, excedentes de reativos, ultrapassagem de demanda, além dos impostos e tributos. A análise tarifária baseia-se nos dados históricos de consumo e demanda, adotando as tarifas de aplicação da Escelsa em vigor no período de 07/08/2016 a 06/08/2017 na vigência da bandeira verde.

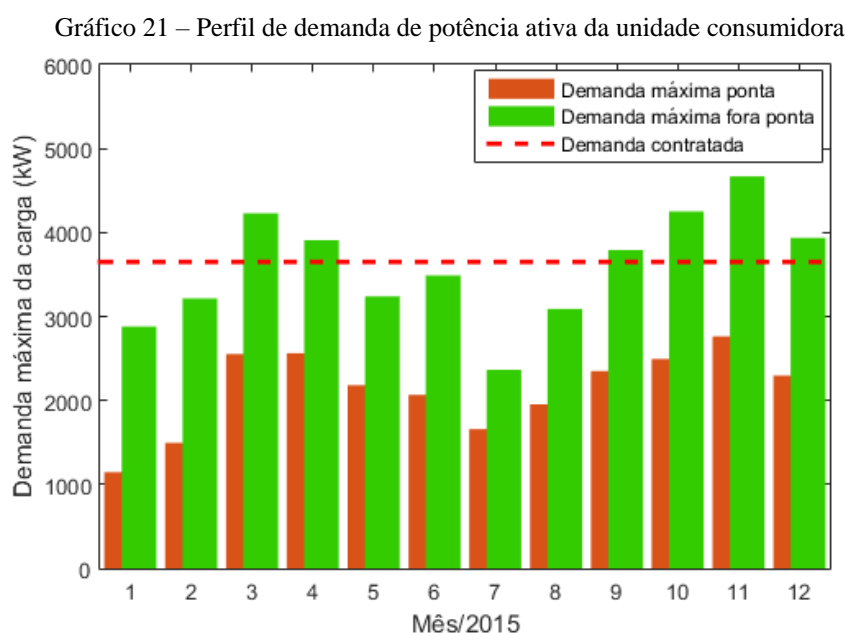
4.3.1 Otimização da demanda contratada

Segundo o conceito da Resolução Normativa nº414 da ANEEL (2010), a demanda mensal medida é a maior demanda de potência, integralizada em intervalos de 15 minutos, durante o período de faturamento. No entanto, as seguintes regras são adotadas, nas quais DM é a demanda medida e DC, a contratada.

- se $DM \leq DC$, fatura-se a demanda contratada;
- se $DC < DM \leq 1,05 \times DC$, fatura-se a demanda medida;

- se $DM > 1,05 \times DC$, fatura-se a demanda medida, além da multa por ultrapassagem, correspondente a 2 vezes a tarifa regular multiplicada pelo montante excedido.

Foi verificado que a demanda contratada da UFES é de 3650 kW. Em todos os meses, a demanda máxima ocorreu no horário fora de ponta, conforme visto no Gráfico 21. Dentre os valores analisados nos 12 meses, 50% estiveram acima da demanda contratada e ainda, em aproximadamente 41,7% dos meses, houve o pagamento de multas.



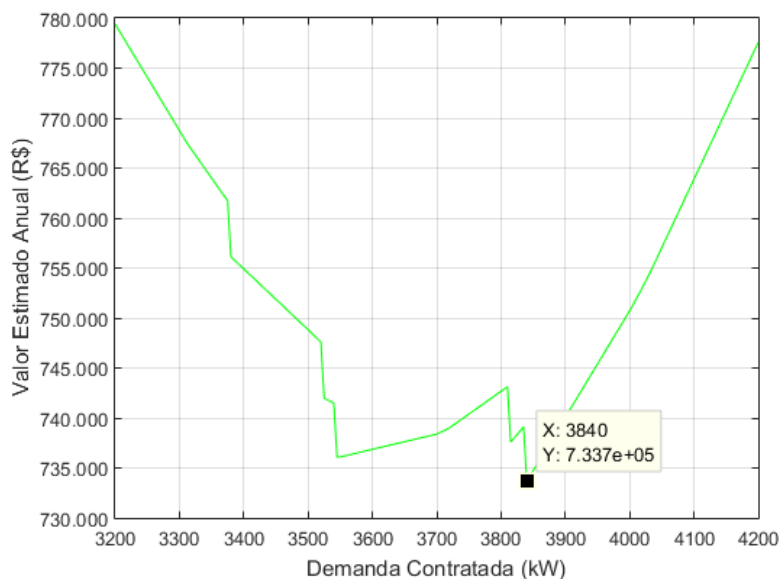
Fonte: Produção do próprio autor.

A demanda contratada resultou no aumento da fatura devido à multa por demanda contratada excedida, o que pode ser observado nos meses março, abril, setembro, outubro, novembro e dezembro. Ressalta-se que o perfil de demanda foi construído sem considerar a inserção da GD.

Existem diversos métodos de otimização da demanda contratada e a utilização de dados históricos mensais é intrínseca a todos eles. Contudo, não há garantia que, apesar de usarmos uma boa técnica, o valor recomendado para a demanda contratada seja efetivamente aquele que resultará no menor gasto com a energia elétrica. Isso ocorre, pois, o uso da rede elétrica pode variar significativamente, ainda mais em um ambiente como uma universidade.

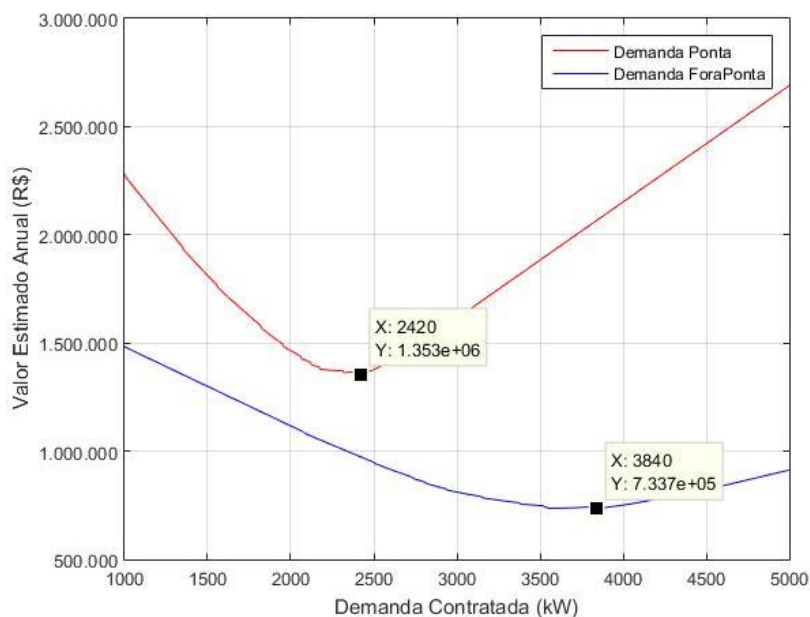
Para esse estudo, o ponto ótimo foi calculado por meio do gasto anual de inúmeros valores de demanda contratada, incluindo as multas relacionadas. A principal ressalva é de que a eficiência do método é inversamente proporcional à variação das demandas registradas. Os Gráficos 22 e 23 simulam a otimização, incluindo a estimativa de potência fornecida pelos geradores distribuídos.

Gráfico 22 – Otimização de demanda contratada com GD para tarifa horossazonal verde



Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 23 – Otimização de demanda contratada com GD para tarifa horossazonal azul



Fonte: Produção do próprio autor.

Para as modalidades tarifárias verde e azul, os valores ótimos de 3840 kW (fora de ponta) e 2420 (ponta) foram obtidos. Pode-se afirmar que, assim como em tal caso específico, nem sempre a demanda contratada ótima é aquela ao qual a unidade consumidora não pagará em nenhum momento uma multa, mas aquela em que o valor das multas compense o valor contratado.

Segundo o método utilizado, a demanda ótima contratada na modalidade tarifária verde atual sem GD seria de 4050 kW. Portanto, a inserção da GD reduziria em 210 kW no valor da demanda contratada.

4.3.2 Enquadramento tarifário

Ao adicionarmos a geração eólica e fotovoltaica a esta unidade consumidora, o medidor de faturamento enxergará uma mudança no fator de potência, visto que haverá uma redução na demanda de potência ativa. Como neste caso, o sistema é classificado como minigeração distribuída, ele poderá ser faturado por excedente de reativos pelos medidores de quatro quadrantes.

Com o objetivo de mensurar a cobrança de excedente de reativos, será considerada uma GD produzindo apenas potência ativa (fator de potência unitário). O consumo mensal de energia elétrica e outros fatores que influenciam no faturamento são apresentados nas Tabelas 2 e 3.

Tabela 2 – Consumo e demanda do sistema com GD - tarifa horossazonal verde

Quantidade Faturada (Geral) _ Verde Otimizada com GD										
Mês/Ano	Consumo Ativo Ponta [kWh]	Consumo Ativo Fora Ponta [kWh]	Geração Ponta [kWh]	Geração Fora Ponta [kWh]	Consumo Faturado Ponta [kWh]	Consumo Faturado Fora Ponta [kWh]	Demanda [kW]	Demanda com GD [kW]	Demanda Faturada [kW]	ERE [kWh]
jan/15	60807,6	832109,6	4778,3	83571,7	56029,3	748537,9	2881,2	2738,4	3840,0	40377,8
fev/15	60179,7	797548,5	3660,9	45176,9	56518,8	752371,6	3214,4	2951,5	3840,0	37482,9
mar/15	113842,4	1185311,4	2325,8	62297,1	111516,6	1123014,3	4228,0	4004,4	4004,4	26121,3
abr/15	91543,2	927462,9	978,4	52689,8	90564,8	874773,1	3908,8	3718,1	3840,0	31769,5
mai/15	82977,3	833779,1	881,6	47456,1	82095,7	786323,0	3239,6	3082,3	3840,0	30499,2
jun/15	80040,1	791352,8	750,3	43285,5	79289,8	748067,3	3488,8	3312,6	3840,0	26275,6
jul/15	71500,8	713267,1	1211,2	45667,6	70289,6	667599,5	2366,0	2187,4	3840,0	30249,1
ago/15	82786,2	792279,6	2032,2	56894,5	80754,0	735385,1	3091,2	2873,9	3840,0	29492,6
set/15	94637,2	931166,6	3550,9	67069,4	91086,3	864097,2	3791,2	3548,5	3840,0	28773,1
out/15	102936,4	1027403,3	3155,5	65777,9	99780,9	961625,4	4250,4	4030,8	4030,8	28989,0
nov/15	116082,4	1126630,4	2092,0	62115,2	113990,4	1064515,2	4667,6	4429,9	4429,9	28750,2
dez/15	71918,7	808405,5	3072,9	56901,0	68845,8	751504,5	3936,8	3700,6	3840,0	23203,6
Total	1029252,0	10766716,8	28490,1	688902,6	1000762,0	10077814,2	4667,6	4429,9	4429,9	361983,9

Fonte: Produção do próprio autor.

Verifica-se que o sistema de geração com 20 GEs e 2.000 PVs reduz 6,1% do consumo anual e 5,1% da demanda máxima anual. Os valores de consumo, geração e energia reativa excedente aplicados à tarifa horária verde são os mesmos utilizados na tarifa horária azul. O que os diferencia é a existência ou não de demanda máxima ponta e fora de ponta.

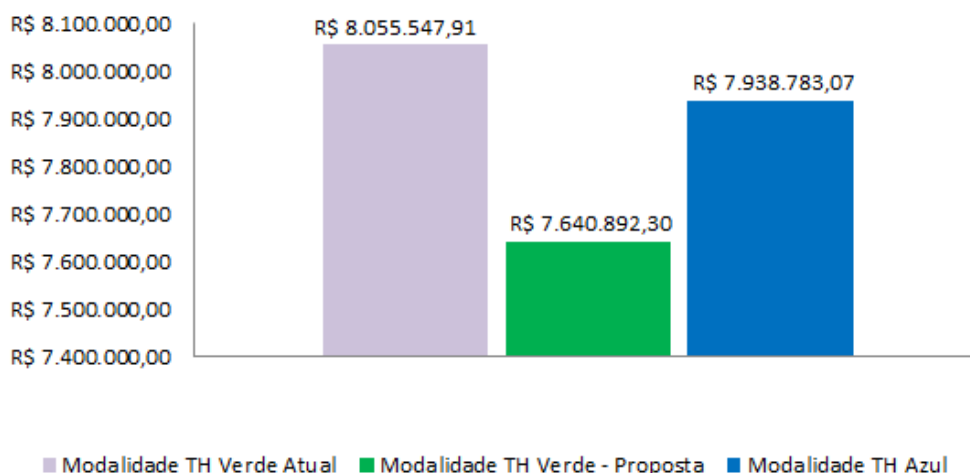
Tabela 3 – Consumo e demanda do sistema com GD - tarifa horossazonal azul

Quantidade Faturada (Geral) _ Azul Otimizada				
Mês/Ano	Demanda Ponta [kW]	Demanda Fora ponta [kW]	Demanda Faturada Ponta [kW]	Demanda Faturada Fora ponta [kW]
jan/15	1145,2	2738,4	2420,0	3840,0
fev/15	1420,2	2951,5	2420,0	3840,0
mar/15	2509,9	4004,4	2509,9	4004,4
abr/15	2539,1	3718,1	2539,1	3840,0
mai/15	2163,5	3082,3	2420,0	3840,0
jun/15	2050,5	3312,6	2420,0	3840,0
jul/15	1632,8	2187,4	2420,0	3840,0
ago/15	1916,0	2873,9	2420,0	3840,0
set/15	2279,0	3548,5	2420,0	3840,0
out/15	2431,2	4030,8	2431,2	4030,8
nov/15	2724,3	4429,9	2724,3	4429,9
dez/15	2228,8	3700,6	2420,0	3840,0

Fonte: Produção do próprio autor.

De acordo com os cenários descritos, as faturas de energia elétrica foram estimadas retratando a condição dos valores a serem pagos pela universidade. Para simplificação dos cálculos, os impostos basearam-se na diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede. Os resultados encontram-se no Gráfico 24.

Gráfico 24 – Análise econômica das propostas de demanda otimizada com GD



Fonte: Produção do próprio autor.

A modalidade tarifária horária verde é proposta com a inserção da minigeração. Isso resulta em uma economia anual prevista de R\$ 414.655,61, que representa em média 5,15% da fatura anual nas atuais condições.

O consumo de energia representa a maior parte do valor faturado com 58,64%, seguido dos impostos com 30,65%, a demanda com 9,6% e a energia reativa excedente com 1,11%. Não houve a incidência de demanda reativa excedente de acordo com os parâmetros analisados. Os detalhes do faturamento estão relacionados na Tabela 4.

Tabela 4 – Faturamento do sistema com GD e demanda otimizada

Modalidade TH Verde otimizada _ Demanda 3840 kW												
Mês/ano	Consumo		Demanda		ERE	Total/mês		Impostos	Total + Impostos			
jan/15	R\$	305.393,82	R\$	58.444,80	R\$	9.432,66	R\$	373.271,28	R\$	133.408,89	R\$	506.680,17
fev/15	R\$	307.261,48	R\$	58.444,80	R\$	8.756,39	R\$	374.462,67	R\$	180.379,04	R\$	554.841,71
mar/15	R\$	499.324,28	R\$	60.946,82	R\$	6.102,19	R\$	566.373,29	R\$	272.698,25	R\$	839.071,54
abr/15	R\$	394.492,47	R\$	58.444,80	R\$	7.421,68	R\$	460.358,95	R\$	205.091,98	R\$	665.450,93
mai/15	R\$	355.635,75	R\$	58.444,80	R\$	7.124,92	R\$	421.205,48	R\$	168.966,13	R\$	590.171,61
jun/15	R\$	340.114,20	R\$	58.444,80	R\$	6.138,24	R\$	404.697,24	R\$	145.686,61	R\$	550.383,85
jul/15	R\$	302.822,84	R\$	58.444,80	R\$	7.066,50	R\$	368.334,14	R\$	191.869,88	R\$	560.204,02
ago/15	R\$	338.557,10	R\$	58.444,80	R\$	6.889,77	R\$	403.891,67	R\$	209.087,04	R\$	612.978,71
set/15	R\$	392.116,00	R\$	58.444,80	R\$	6.721,67	R\$	457.282,47	R\$	171.370,91	R\$	628.653,39
out/15	R\$	433.996,10	R\$	61.349,23	R\$	6.772,12	R\$	502.117,45	R\$	188.268,15	R\$	690.385,61
nov/15	R\$	485.727,09	R\$	85.380,09	R\$	6.716,33	R\$	577.823,51	R\$	287.440,81	R\$	865.264,32
dez/15	R\$	325.478,97	R\$	58.444,80	R\$	5.420,59	R\$	389.344,36	R\$	187.462,10	R\$	576.806,46
Total	R\$	4.480.920,12	R\$	733.679,34	R\$	84.563,06	R\$	5.299.162,52	R\$	2.341.729,78	R\$	7.640.892,30

Fonte: Produção do próprio autor.

5 CONCLUSÕES

O projeto de sistemas de geração renováveis tem-se apresentado como uma tarefa difícil devido à intermitência, à estocasticidade e à diversidade geográfica dos recursos renováveis. Ainda assim, pelos resultados apresentados, confirma-se a aplicabilidade da simulação pelo método de Monte Carlo na estimativa da potência gerada e da energia fornecida à unidade consumidora.

Verificou-se que a utilização de 20.000 amostras satisfaz a convergência da potência de saída para cada intervalo horário. A partir da semelhança das amostras com as séries históricas, conclui-se que as modelagens foram bem estimadas, na média, pela Simulação de Monte Carlo.

A estimativa de geração pelo método do valor médio considera um nível relevante de energia, sendo comparado a um nível de confiança de 60% pelo método baseado em análise de risco. Deve-se ressaltar que um elevado nível de confiança resulta em valores menos significativos de energia e potência.

Nota-se que a geração fotovoltaica e a geração eólica se complementam. Enquanto a primeira é predominante no período diurno, esta última atinge valores maiores no período noturno. Contudo, a turbina utilizada não é ideal para a região analisada, sendo subutilizada na maior parte do tempo, já que os ventos da região não passam de 8 m/s e a turbina foi projetada para atingir a potência nominal com ventos de 11 m/s.

A inserção da GD na unidade consumidora em estudo resultou em uma demanda contratada otimizada de 3840 kW na modalidade tarifária verde. Em decorrência da mudança, o custo de demanda foi reduzido em R\$ 60.287,18 e, se comparado a modalidade tarifária azul essa redução chega a R\$ 1.352.655,59 ou 64,8%. Porém, o consumo de energia e o valor gasto total na fatura não sofreu queda tão expressiva, sendo apenas 6,1% e 5,15% menor, respectivamente.

Para o desenvolvimento de trabalhos futuros, algumas propostas são sugeridas para a continuação da pesquisa:

- Experimento com outros modelos de potência de saída dos geradores e de distribuição de probabilidade;
- Escolha da quantidade de geradores distribuídos e dos modelos a serem utilizados com base no fator de capacidade de cada geração;
- Ajuste das distribuições de probabilidade às séries de dados com base em testes de aderência como o Kolmogorov-Smirnov e o Qui-Quadrado;
- Cálculo dos custos de implantação do sistema e retorno do investimento, além dos custos faturáveis já analisados;
- Utilização de métodos estatísticos de projeção de demanda como a aproximação por uma função;
- Avaliar outras possibilidades de tarifação de excedente de reativos em unidades consumidoras com GD amparadas pelo sistema de compensação de energia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABDELAZIZ, A. Y., HEGAZY Y. G., EL-KHATTAM W. and OTHMAN M. M. Optimal allocation of stochastically dependent renewable energy based distributed generators in unbalanced distribution networks. *Electric Power Systems Research*, Vol. 119, Nº. 0, pp. 34-44, 2015.
- ABEEÓLICA. Boletim de Dados - Julho 2015. São Paulo: ABEEólica, jul. 2015. Disponível em: <<http://www.portalabeeolica.org.br/index.php/dados.html>>. Acesso em: 15 out. 2016.
- ACKERMANN, T., ANDERSSON, G., and SÖDER, L. Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, v. 57, n.3, p. 195–204, mai. 2001. Disponível em: <http://cpd.utc.sk/kvesnew/dokumenty/EEAJ/T2_03_Distributed_Generation_from_mitenergyclub_com.pdf>. Acesso em: 15 out. 2016.
- AES ELETROPAULO. Bandeiras Tarifárias. 2016. Disponível em: <<https://www.aeseletropaulo.com.br/educacao-legislacao-seguranca/informacoes/conteudo/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em: 15 out. 2016.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Geração Distribuída. 2016a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/gd.asp>>. Acesso em: 15 out. 2016.
- _____. **PRODIST: Módulo 1** - Introdução. Brasília, 2016b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo1_Revisao_9/1b78da82-6503-4965-abc1-a2266eb5f4d7>. Acesso em: 15 out. 2016.
- _____. Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica. 2. ed – Brasília : ANEEL, mai. 2016c.
- _____. **Resolução Normativa Nº 414 de 09 de setembro de 2010**– Condições gerais de fornecimento de energia elétrica. 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bren2010414.pdf/3bd33297-26f9-4ddf-94c3-f01d76d6f14a?version=1.0>>. Acesso em: 20 jul. 2016.
- AMARAL, R. M.; MONTEIRO, M. V. de S. P. A. Demanda por Energia Elétrica Residencial no Brasil: Estimativa das Elasticidades Renda e Preço após o Apagão. In: ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO, 30., 2010, São Carlos/SP. **Maturidade e desafios da Engenharia de Produção: competitividade das empresas, condições de trabalho, meio ambiente**. São Paulo: ABEPRO, 2010. Disponível em: <http://www.abepro.org.br/biblioteca/enegep2010_TN_STP_121_786_15272.pdf>. Acesso em: 15 out. 2016.
- ANDRADE, W. S. **Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição e Sub-Transmissão Considerando Geração Distribuída**. 2007. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007. Disponível em: <<http://www.pee.ufrj.br/teses/textocompleto/2007101801.pdf>>. Acesso em: 29 out. 2015

BAYOD-RÚJULA, A. A. Future development of the electricity systems with distributed generation. **Energy**, v. 34, n. 3, p. 377 – 383, mar. 2009.

BRASIL. **Lei nº 10.438, de 26 de Abril de 2002**. Diário Oficial da República Federativa do Brasil de Abril de 2002, Sec. 1, p. 2.

_____. **Resolução nº 24, de 5 de Julho de 2001**. Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. Fica criado o Programa Emergencial de Energia Eólica - PROEÓLICA no território nacional. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. 6 jul. 2001, Sec. 1, p. 5.

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica de Salvo Brito. Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, CRESESB, 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balço Energético Nacional – Ano Base 2015**. Rio de Janeiro, 2016a. Disponível em:
<<https://ben.epe.gov.br/BENRelatorioSintese.aspx?anoColeta=2016&anoFimColeta=2015>>. Acesso em: 15 out. 2016.

_____. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro, 2016b. Disponível em:
<<http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Forms/Anurio.aspx>>. Acesso em: 15 out. 2016.

_____. Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica / Mauricio Tiomno Tolmasquim (coord.). Rio de Janeiro, 2016c. Disponível em:
< <http://www.epe.gov.br/Documents/Energia%20Renov%C3%A1vel%20-%20Online%2016maio2016.pdf> >. Acesso em: 15 out. 2016.

ERNST & YOUNG. **Renewable Energy Country Attractiveness Index**. Londres, 2015. Disponível em: <[http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/RECAI-45-September-15-LR/\\$FILE/RECAI_45_Sept_15_LR.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/RECAI-45-September-15-LR/$FILE/RECAI_45_Sept_15_LR.pdf)>. Acesso em: 29 out. 2016.

FARIAS, L. M.; SELBITTO, M. A. Uso da energia ao longo da história: evolução e perspectivas futuras. **Revista Liberato**, Novo Hamburgo, v. 12, n. 17, p. 01-106, jan./jun. 2011. Disponível em:
<[http://www.liberato.com.br/sites/default/files/arquivos/Revista_SIER/v.%2012,%20n.%2017%20\(2011\)/1.%20Uso%20da%20energia%20ao%20longo%20da%20hist%F3ria.pdf](http://www.liberato.com.br/sites/default/files/arquivos/Revista_SIER/v.%2012,%20n.%2017%20(2011)/1.%20Uso%20da%20energia%20ao%20longo%20da%20hist%F3ria.pdf) >. Acesso em: 03 dez. 2016.

FIOROTTI, R. A. **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**. 2015. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2015.

IEA PVPS. Trends 2014 in PV Applications - Report IEA-PVPS T1-25:2014, 2014. Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/index.php?id=3&eID=dam_frontend_push&docID=2150>. Acesso em: 29 de julho de 2016.

INSTITUTO IDEAL. Cartilha “Como faço para ter energia eólica na minha casa?”. 2014. Disponível em: <<http://institutoideal.org/guiaeolica/>>. Acesso em: 29 de julho de 2016

IPEADATA - INSTITUTO DE PESQUISA APLICADA. Consumo de energia elétrica: quantidade. 2017. Disponível em: <<http://www.ipeadata.gov.br/Default.aspx>>. Acesso em: 30 jan. 2017.

KARAKI, S. H., CHEDID R. B. and RAMADAN R. Probabilistic performance assessment of autonomous solar-wind energy conversion systems. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, Vol. 14, N°. 3, pp. 766-772, 1999.

LOPES, Y.; FERNANDES, N. C.; MUCHALUAT-SAADE, D. C. Geração Distribuída de Energia: Desafios e Perspectivas em Redes de Comunicação. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE REDES DE COMPUTADORES E SISTEMAS DISTRIBUÍDOS, 33., 2015, Vitória. **Anais do trigésimo terceiro Simpósio Brasileiro de Redes de Computadores e Sistemas Distribuídos**. Vitória: 2015. Disponível em: <<http://sbrc2015.ufes.br/wp-content/uploads/Ch2.pdf>>. Acesso em: 15 out. 2016.

MANSO, L. A. F.; SILVA, A. M. L. da. Modelagem de cargas variantes no tempo na avaliação de confiabilidade composta via simulação Monte Carlo não-sequencial. **Sba Controle & Automação**, Campinas, v.15, n. 1, jan./mar. 2004. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/ca/v15n1/a12v15n1.pdf>>. Acesso em: 03 dez. 2016.

MARTINS, M. R. P. F. **Trânsito de energia trifásico probabilístico**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores), Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa, 2012.

NASCIMENTO, A. L. **Proposta de uma matriz energética para o centro tecnológico II**. 2014. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2014.

OLIVEIRA, A. C. D. de. **Análise da viabilidade técnica e financeira da implantação de sistema de geração de energia através de painéis fotovoltaicos para o restaurante do centro tecnológico**. 2015. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2015.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Histórico de operação: Geração de energia. 2017. Disponível em: <http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx>. Acesso em: 30 jan. 2017.

O SETOR ELÉTRICO. **Planejamento da expansão considerando a inserção de geração eólica em larga escala na matriz elétrica nacional**. 2016. Disponível em: <<http://www.oseletrico.com.br/2016/2016/08/04/planejamento-da-expansao-considerando-a-insercao-de-geracao-eolica-em-larga-escala-na-matriz-eletrica-nacional/>>. Acesso em: 03 dez. 2016.

PAIVA, A. F. **Metodologia de comparação de diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos para a implementação em uma usina experimental de 6kWp**. 2013.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Joinville, 2013.

ROBERTS, J. J. Análise de desempenho de um sistema híbrido de geração de energia solar-eólico-diesel considerando variações probabilísticas da carga e dos recursos renováveis. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2012.

WALTER, O. L. História de eletricidade. Mogi Mirim, 2010. Disponível em: <<http://www.univasf.edu.br/~edmar.nascimento/iee/1HistoriaEletricidade.pdf>>. Acesso em 15 out. 2016.

ZILLES, R.; MACEDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.