

Rafael Costa

**AVALIAÇÃO DA ADEQUAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS
CONSIDERANDO A PARTICIPAÇÃO DE GERAÇÃO À
BIOMASSA**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Mauro Augusto da Rosa, PhD.

Florianópolis
2016

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Costa, Rafael

Avaliação da Adequação de Sistemas Elétricos considerando a participação de geração à biomassa / Rafael Costa ; orientador, Mauro Augusto da Rosa - Florianópolis, SC, 2016. 136 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Inclui referências

1. Engenharia Elétrica. 2. Confiabilidade. 3. Processo de Poisson Não-Homogêneo. 4. Sistema logístico. 5. Biomassa de cana-de-açúcar. I. Rosa, Mauro Augusto da. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Rafael Costa

**AVALIAÇÃO DA ADEQUAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS
CONSIDERANDO A PARTICIPAÇÃO DE GERAÇÃO À
BIOMASSA**

Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de “Mestre em Engenharia Elétrica”, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.

Florianópolis, 23 de Setembro de 2016.



Prof. Marcelo Lobo Heldwein
Coordenador do Curso

Banca Examinadora:



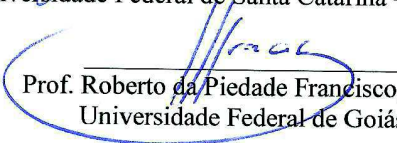
Prof. Mauro Augusto da Rosa, PhD.
Orientador



Prof. Diégo Issicaba, PhD.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná - Curitiba



Prof. Leonardo Bremermann, PhD.
Universidade Federal de Santa Catarina - Araranguá



Prof. Roberto da Piedade Francisco, PhD.
Universidade Federal de Goiás

Este trabalho é dedicado ao Rafael de 2013. Suas escolhas me trouxeram até este momento.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Elirio e Maria Marta, pelo tempo e amor dedicados em minha criação. Aos meus irmãos, Jian e Carla, pelo enorme companheirismo.

À Pamela, minha namorada e melhor amiga, por todo o carinho e paciência neste período.

Aos amigos, pelos momentos vividos neste período, pela parceria em todos estes momentos e, principalmente, pela paciência durante minhas reclamações e interrupções aos seus afazeres: Bráulio Rangel, Bruno Rafael Gris, Cezar Augusto Vicentim, Fernando Correa Dias, Guido Moraes, Guilherme Fredo, Humberto Alencar, João Carlos Yokoyama Menezes, José Octavio Cesário, Kauana Palma, Paulo André Sehn, Rodolfo Bialecki Leandro, Rodolfo Mussiato Gonçalves, Sara Einsfeld.

Ao Mauro Augusto da Rosa, pela orientação e compreensão ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

Aos professores do LABPLAN e LABSPOT, que contribuíram para o desenvolvimento desta pesquisa.

Aos professores da Unioeste, pela formação acadêmica na graduação. Em especial, Jonas Pesente e Roberto Lotero, pelas recomendações e pelas conversas que tivemos.

E um agradecimento especial à minha mania de tornar as coisas mais difíceis: Engenharia das Paranaense 2014. Obrigado Atlético III de Março por tudo que me proporcionou nestes anos.

One of the basic objectives of power system planning is to determine the sequence of equipment additions (generating units, transmission lines, etc.) required for an *economic* and *reliable* supply of the predicted system demand. These objectives are *conflicting*: a higher reliability level requires system reinforcements, which could in turn result in higher customer rates. The responsibility of the system planner/designer is then to achieve the best possible trade-off between cost and reliability, recognizing the *uncertainties* with respect to load fluctuations and equipment availability.

(Mario Veiga F. Pereira e Neal Balu [95], 1992)

RESUMO

Da perspectiva do sistema elétrico de energia, o conceito de geração distribuída (GD) pode ser claramente dividido em duas categorias: de pequena e de grande escala. Atualmente, há grande dedicação em estudos de integração da GD de grande escala ao redor do mundo, como eólica e solar. Da perspectiva tecnológica, a GD traz para o sistema elétrico de energia um grande número de novos desafios, sendo considerada na maioria das vezes uma fonte valiosa de energia que não possui as características adequadas para fornecer potência ou serviços de sistema. Uma excelente alternativa para a matriz energética brasileira que vem se destacando é a GD da biomassa de cana-de-açúcar. Devido ao crescimento do mercado sucroalcooleiro brasileiro e à produção cada vez maior de resíduos (bagaço e palha), as possibilidades de geração de bioeletricidade nestas indústrias e a participação desta biomassa na matriz energética nacional como fonte alternativa de GD têm crescido de forma acentuada. A sazonalidade deste tipo de biomassa, se explorada corretamente pelo mercado de energia, pode beneficiar a matriz energética nacional. De acordo com o operador nacional do sistema elétrico (ONS), cada 1000 MWmed de bioeletricidade inseridos na rede básica brasileira durante o período seco, significa a poupança de 4% dos reservatórios do subsistema Centro-Sul. Este trabalho apresenta uma proposta de modelagem para a inserção de geração à biomassa na avaliação de sistemas compostos (Geração e Transmissão) utilizando o Processo de Poisson Não-Homogêneo (NHPP). O modelo considera as principais características de geração à biomassa, incluindo a logística necessária na gestão dos insumos (resíduos) e a sazonalidade da produção da cana de açúcar. O modelo é testado através da utilização do sistema teste IEEE-RTS 79 HW e são propostas algumas variações para a inclusão da biomassa.

Palavras-chave: Confiabilidade. Sistemas Compostos Geração/Transmissão. Monte Carlo Sequencial. Processo de Poisson Não-Homogêneo. Sistema Logístico. Biomassa da cana-de-açúcar.

ABSTRACT

From the electric power system perspective, distributed generation (DG) can be clearly divided into two categories: small and big scale. Currently, there is great dedication in integration studies of large scale DG around the world, such as wind and solar. From technical perspective, DG brings to the electric power system a large number of new challenges, and is considered most often a valuable source of energy, that does not have the right features to provide power or system services. An excellent alternative to the Brazilian energy matrix is the sugarcane biomass DG. Due to the growth of the Brazilian sugar and alcohol market and the increasing production of waste (bagasse and straw), the possibilities for bioelectricity generation in these industries and the share of biomass in national energy matrix as an alternative source of DG have grown sharply. The seasonality of this type of biomass, if exploited properly by the energy market, can benefit the national energy matrix. According to the national operator of the electrical system, ONS, 1000 MWmed of bioelectricity inserted in the Brazilian basic network during the dry season, means savings of 4% of the Central South subsystem reservoirs. This paper proposes a model for the inclusion of biomass generation to the evaluation of composite systems (generation and transmission) using the Non-Homogeneous Poisson Process (NHPP). The model considers the main features of generation from biomass, including the necessary logistics in the management of feedstock (waste) and the seasonality of production of sugar cane. The model is tested using the test system IEEE RTS-79 HW and some variations are proposed to include biomass.

Keywords: Reliability. Composite Power System. Sequential Monte Carlo. Nonhomogeneous Poisson Process. Logistics. Sugarcane Biomass.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Esquemático de um sistema CHP	36
Figura 2.2 - Microturbina com separação de eixo	42
Figura 2.3 - Microturbina de eixo único.....	43
Figura 2.4 - Diagrama de blocos do modelo de microturbina	44
Figura 2.5 - Modelo de Turbina a Gás	45
Figura 2.6 - Estrutura Básica de uma Célula Combustível.....	47
Figura 2.7 - Modelo do Sistema SOFC	52
Figura 2.8 - Resposta Dinâmica do Modelo do Sistema SOFC	53
Figura 2.9 - Matriz Energética Brasileira	54
Figura 2.10 - Energia Natural Afluyente (ENA) no Sistema Interligado Nacional (SIN) - Média 2006 a 2012	55
Figura 2.11 - Evolução da Capacidade Máxima de Armazenamento de Energia pela Carga de Energia	56
Figura 2.12 - Energia Elétrica negociada no ACR através de Leilões entre 2005 e 2013	58
Figura 2.13 - Representatividade do acréscimo anual de capacidade instalada pela biomassa em relação ao total de acréscimo na matriz de energia elétrica, 2002-2020, Brasil (%).....	61
Figura 2.14 - Potencial técnico de oferta da bioeletricidade sucroenergética para a rede elétrica (TWh).....	62
Figura 2.15 - Composições usuais para o transporte de cana.....	65
Figura 2.16 - Representação do sistema logístico do setor sucroalcooleiro	67
Figura 2.17 - Representação do sistema logístico do setor sucroalcooleiro - Sistema Bate-Volta	67
Figura 2.18 - Safra 2014/15 de cana-de-açúcar Região Centro-Sul (em milhões de toneladas).....	70
Figura 2.19 - Complementaridade entre produção de cana-de-açúcar e Energia Natural Afluyente	70
Figura 2.20 - Perfil de geração e Consumo - UTE Pioneiros	73
Figura 2.21 - Diagrama de espaço de estados de Markov	76
Figura 2.22 - Estrutura da Simulação de Monte Carlo Sequencial	78
Figura 3.1 - Modelos de padrão de mobilidade.....	84
Figura 3.2 - Distribuição de chegadas de carros.....	85
Figura 3.3 - Processo de contagem cronológico ao longo do dia	85
Figura 3.4 - Representação do processo de contagem “intra-hour”	85
Figura 3.5 - Sistema de recepção de cana na Usina São Martinho.....	88
Figura 3.6 - Sistema de descarga simplificado da Usina São Martinho	90
Figura 3.7 - Tempo de viagem de caminhões treminhões ao campo.....	92

Figura 3. 8 - Tempo de atendimento na Moenda C para caminhões treminhões.....	94
Figura 3.9 - Pseudocódigo de uma variável randômica gerada pelo NHPP	96
Figura 3.10 - Estrutura do algoritmo.....	97
Figura 4.1 - IEEE-RTS 79.....	100
Figura 4.2 - Cenário 1 - Estoque de cana durante a safra.....	106
Figura 4.3 - Cenário 1 - Influência do NHPP no processo de contagem de chegadas e registro do estoque	106
Figura 4.4 - Cenário 1 – Disponibilidade anual de geração	107
Figura 4.5 – Cenário 1 – Amostra da disponibilidade anual de geração	107
Figura 4.6 - Cenário 2 - Estoque de cana durante a safra.....	110
Figura 4.7 - Cenário 2 - Disponibilidade anual de geração.....	110
Figura 4.8 - Cenário 2 - Amostra da disponibilidade anual de geração	111
Figura 4.9 - Cenário 3 - Estoque de cana durante o ano	114
Figura 4.10 - Cenário 3 - Disponibilidade anual de geração.....	114
Figura 4.11 - Cenário 3 - Amostra da disponibilidade anual de geração	115
Figura 4.12 - Cenário 4 - Estoque de cana durante a safra.....	117
Figura 4.13 - Cenário 4 - Disponibilidade anual de geração.....	118

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Aplicações de Microturbina	38
Tabela 2.2 - Aplicações de Células Combustíveis	39
Tabela 2.3 - Aplicações de Fontes de Biomassa	40
Tabela 2.4 - Parâmetros do Modelo de Turbina a Gás [4]	45
Tabela 2.5 - Classificação das Células Combustíveis	47
Tabela 2.6 - Parâmetros do Modelo de Célula Combustível [4]	50
Tabela 3. 1 - Frota Usina São Martinho	87
Tabela 3.2 - Determinação da capacidade média ponderada da frota ...	90
Tabela 4.1 - Localização das unidades geradoras e cargas.....	101
Tabela 4.2 - Composição de geração do sistema-teste modificado	102
Tabela 4.3 - Quantidade média de cana descarregada por dia (t/dia)..	103
Tabela 4.4 - Quantidade média de cana descarregada por dia (ton/dia) - Valores gerados pelo algoritmo.....	104
Tabela 4.5 - Cenário 1 - Índices de utilização das fontes renováveis..	108
Tabela 4.6 - Cenário 1 - Índices de confiabilidade do sistema.....	109
Tabela 4.7 - Cenário 2 - Índices da utilização das fontes renováveis..	111
Tabela 4.8 - Cenário 2 - Índices de confiabilidade do sistema.....	112
Tabela 4.9 - Cenário 3 - Índices de utilização das fontes renováveis..	115
Tabela 4.10 - Cenário 3 - Índices de confiabilidade do sistema.....	116
Tabela 4.11 - Cenário 4 - Índices de utilização das fontes renováveis	119
Tabela 4.12 - Cenário 4 - Índices de confiabilidade do sistema.....	120

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CONAB	Companhia Nacional de Abastecimento
ONS	Operador Nacional do Sistema
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
UNICA	União da Indústria de Cana-de-Açúcar
IEEE	<i>Institute of Electrical and Eletronics Engineers</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MAPA	Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento
GD	Geração Distribuída
SMCS	Simulação de Monte Carlo Sequencial
NHPP	Processo de Poisson Não Homogêneo
SEP	Sistema Elétrico de Potência
CCT	Corte, Carregamento e Transporte
FC	Frentes de Corte
ENA	Energia Natural Afluente
CI	Combustão Interna
CE	Combustão Externa
PGU	<i>Power Generation Unit</i>
VCS	<i>Vapor Compression System</i>
CHP	<i>Combined Heat and Power</i>
AFC	Célula Combustível Alcalina
PEMFC	Célula Combustível com Membrana de Troca de Prótons
DMFC	Célula Combustível de Metanol Direto
PAFC	Célula Combustível de Ácido Fosfórico
MCFC	Célula Combustível de Carbonato Fundido
SOFC	Célula Combustível de Óxido Sólido
LOLP	<i>Loss of Load Probability</i>
LOLE	<i>Loss of Load Expectation</i>
EPNS	<i>Expected Power Not Supplied</i>
EENS	<i>Expected Energy Not Supplied</i>
LOLF	<i>Loss of Load Frequency</i>
LOLD	<i>Loss of Load Duration</i>
MTTF	<i>Mean Time to Failure</i>
MTTR	<i>Mean Time do Repair</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

λ	Taxa de falha
μ	Taxa de reparo
β	Coefficiente de variação
ω	Velocidade mecânica

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	25
1.1 OBJETIVOS	26
1.1.1 Objetivos Gerais	26
1.1.2 Objetivos Específicos	27
1.2 METODOLOGIA	27
1.3 ESTADO DA ARTE E CONTRIBUIÇÃO	28
1.4 ESTRUTURA DO DOCUMENTO	29
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	31
2.1 SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE PEQUENA ESCALA	31
2.1.1 Sistema de Conversão de Biomassa	32
2.1.2 CHP	34
2.1.3 Principais Instalações de CHP pelo mundo	37
2.1.4 Principais Instalações de Células Combustíveis pelo mundo ..	41
2.1.5 Principais Instalações de CHP de Fontes de Biomassa	41
2.1.6 Modelo de Microturbina.....	41
2.1.7 Células Combustíveis	46
2.2 FONTES RENOVÁVEIS NA EVOLUÇÃO DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA	53
2.2.1 Leilões de Energia para Fontes Renováveis	57
2.2.2 Bioeletricidade Sucroenergética.....	58
2.3 CARACTERÍSTICAS DA BIOMASSA BRASILEIRA	63
2.3.1 Cana-de-açúcar	64
2.3.1.1 Cadeia produtiva	64
2.3.1.2 Cogeração	68
2.3.1.3 Sazonalidade	69
2.4 AVALIAÇÃO DA ADEQUAÇÃO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA	74
2.4.1 Avaliação da Adequação de Sistemas de Geração e Transmissão	74
2.4.2 Modelos dos Componentes	75
2.4.3 Simulação de Monte Carlo Sequencial (SMCS)	77
2.4.4 Índices de Confiabilidade	78
2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	80
3. PROPOSTA DE MODELAGEM DO SETOR LOGÍSTICO DE UMA USINA DE CANA-DE-AÇÚCAR.....	83
3.1 USINA DE CANA-DE-AÇÚCAR.....	86
3.1.1 Transporte e Sistema de Tráfego	86
3.1.2 Caracterização dos Veículos.....	87
3.1.3 Sistema de Recepção	87

3.2	DEFINIÇÃO DO PROBLEMA	89
3.2.1	Tipo do caminhão e tamanho da frota	90
3.2.2	Distribuições utilizadas	91
3.2.3	Geração de Energia Elétrica	94
3.3	MODELO DE LOGÍSTICA UTILIZANDO PROCESSO DE POISSON NÃO-HOMOGÊNEO	95
3.4	ESTRUTURA DO ALGORITMO PROPOSTO.....	97
4.	SIMULAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS	99
4.1	DESCRIÇÃO DO SISTEMA-TESTE	99
4.2	VALIDAÇÃO DO ALGORITMO PROPOSTO	102
4.3	RESULTADOS E ANÁLISES	105
4.3.1	Cenário 1	105
4.3.2	Cenário 2	109
4.3.3	Cenário 3	113
4.3.4	Cenário 4	116
4.3.5	Considerações Finais	120
5.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	121
5.1	SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	122
	REFERÊNCIAS	123

1. INTRODUÇÃO

O pleno conhecimento da transição e evolução da matriz elétrica brasileira é de fundamental importância para que a expansão do sistema ocorra de forma adequada. A contratação por disponibilidade, adequada para um sistema hídrico, e, sobretudo falhas metodológicas nos mecanismos de contratação dos leilões de energia nova ocorridos nos últimos anos resultaram na contratação de um montante significativo de usinas termelétricas sem vocação para operar na base do sistema [104].

Para que sejam escolhidas fontes energéticas que promovam uma expansão econômica e ambientalmente sustentável, são necessários estudos sobre o potencial, viabilidade econômica e ampliação da participação das diferentes possibilidades disponíveis. É com esta visão que a biomassa da cana-de-açúcar tem se destacado como uma excelente alternativa de contribuição para a matriz energética brasileira [125]. Devido ao crescimento do mercado sucroalcooleiro brasileiro e à produção cada vez maior de resíduos (bagaço e palha), as possibilidades de geração de bioeletricidade nestas indústrias e a participação desta biomassa na matriz energética nacional como fonte alternativa têm crescido de forma acentuada.

A sazonalidade da fonte que até então o setor elétrico considera como ponto negativo deve ser agregada ao setor estrategicamente [101], pois, de acordo com o ONS, cada 1000 MWmed de bioeletricidade inseridos na rede básica durante o período seco significa a poupança de 4% dos reservatórios do subsistema Centro-Sul.

Do ponto de vista técnico, a preocupação quanto ao futuro é a penetração da geração distribuída (GD) de diferentes tecnologias e fontes combustíveis, formando um sistema de potência híbrido. Sistemas híbridos geralmente resultam no melhor desempenho contínuo, devido à complementaridade de recursos.

Por outro lado, o crescimento da inserção de GD nos sistemas de distribuição e transmissão tem fortes implicações, como: mudanças no perfil de tensão, aumento da potência de curto-circuito e aparecimento de altos níveis de distorção harmônica. Além disso, conforme a participação da geração através de turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos aumenta (e, conseqüentemente, geração convencional diminui), a inércia do sistema é reduzida, o que pode afetar significativamente a regulação de frequência e os limites da estabilidade transitória.

Do ponto de vista estacionário e dinâmico, modelos para simular sistemas híbridos são a principal preocupação, principalmente porque

enquanto a GD de pequena e grande escala estão crescendo em importância, GD está diminuindo a estabilidade do sistema – principal motivo é que as tecnologias de GD não oferecem um suporte consistente de serviços ancilares.

Lidar com modelos dinâmicos incluindo tecnologias emergentes é usualmente um trabalho difícil devido à falta de literatura especializada disponível. Por exemplo, o nível de informações sobre energia eólica é, sem dúvidas, superior ao de geração à biomassa. Para diminuir esta diferença é apresentada uma base referencial acerca do comportamento dinâmico e em regime permanente das tecnologias de GD ligadas às fontes renováveis, com foco na biomassa.

E como principal contribuição, este trabalho apresenta uma proposta para a inserção de geração à biomassa, considerando as principais características desta fonte, com objetivo de inserir este tipo de geração na avaliação da adequação de um sistema elétrico de potência (SEP).

1.1 OBJETIVOS

A avaliação da adequação de sistemas de geração e transmissão, ou sistemas compostos, inclui modelos detalhados de seus componentes, como unidades geradoras, linhas de transmissão e carga. Desta forma, os estudos contam com a possibilidade da inclusão de variáveis como limites de carregamento das linhas de transmissão, limites de tensões e considerações sobre potência ativa e reativa.

A capacidade dos componentes pode ser modelada utilizando um modelo estocástico de ciclo de falha/reparo (Processos de Markov) ou outro que modela a capacidade dos componentes com dependência no tempo.

Neste contexto, o objetivo do trabalho é inserir um modelo de geração à biomassa em um algoritmo que utiliza Simulação de Monte Carlo (SMC) para avaliar a adequação de um SEP que já conta com a presença de geração térmica, hídrica e eólica.

1.1.1 Objetivos Gerais

Percebe-se cada vez mais o desenvolvimento de trabalhos que avaliam sistemas com geração térmica e/ou hidrotérmica considerando a inserção e diferentes níveis de penetração de geração através de fontes renováveis, principalmente energia eólica. Trabalhos estes que tem co-

mo objetivo avaliar o comportamento do sistema com a entrada cada vez maior de geração através destas fontes.

Neste contexto, o trabalho tem o objetivo de adicionar geração de fonte de biomassa a um sistema hidrotérmico. Para tal, apresenta-se uma proposta de modelagem do sistema logístico de uma usina do setor sucroalcooleiro que utiliza seus resíduos para geração de energia. Desta forma, é avaliado como esta logística afeta a geração de eletricidade e os índices de confiabilidade do sistema elétrico.

1.1.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos do presente trabalho são:

- Disponibilizar uma base referencial que apresente as características do comportamento de tecnologias de geração distribuída (GD);
- Apresentar uma revisão bibliográfica buscando a caracterização da biomassa e como esta fonte está inserida no setor elétrico;
- Apresentar o funcionamento de uma usina de cana-de-açúcar, com foco nas atividades logísticas;
- Buscar nas referências dados estatísticos sobre os tempos das composições veiculares nos sistemas logísticos de usinas do setor sucroalcooleiro para compor uma base de dados para simulação;
- Apresentar um modelo de sistema logístico baseado em dados de uma usina sucroalcooleira utilizando Processo de Poisson Não-Homogêneo (NHPP);
- Incluir o modelo acima na Simulação de Monte Carlo (SMC) para avaliação da adequação de um sistema elétrico geração/transmissão.

1.2 METODOLOGIA

A primeira parte da pesquisa é baseada em uma revisão bibliográfica sobre a biomassa, buscando caracterizar suas principais fontes e tecnologias, além de apresentar seu papel na evolução da matriz energética brasileira.

Em seguida, baseada no NHPP, é apresentada uma proposta de modelagem para o sistema logístico de uma usina do setor sucroalcooleiro. A implementação do modelo é agregada a um algoritmo que utiliza SMC para avaliação da adequação de um sistema-teste que é apresentado.

Finalmente, são apresentadas algumas considerações acerca do modelo e do sistema para então os resultados serem apresentados, demonstrando o impacto da geração à biomassa no sistema-teste utilizado.

1.3 ESTADO DA ARTE E CONTRIBUIÇÃO

A participação de energias renováveis na matriz elétrica de vários países ao redor do mundo vem aumentando de forma significativa. Esta penetração traz consigo novos problemas para o planejamento e operação destes sistemas.

Sistemas elétricos de potência que em seu parque gerador tem predominância térmica são cautelosos ao inserir geração intermitente, como energia eólica, em grande escala para suprir a carga do sistema. Este comportamento conservador se explica pelo fato de que a geração eólica, diferente da geração convencional, dificilmente é capaz de prover serviços ancilares, como controle de frequência e regulação de tensão.

Além disso, substituir unidades térmicas por fontes eólicas pode pôr em perigo a estabilidade do sistema, especialmente quando não existe capacidade disponível para evitar afundamentos severos de tensão durante uma falta de turbinas eólicas [73]. Como medida conservadora, um procedimento comum é realizar a redução (corte) de energia eólica para utilizar unidades geradoras mais estáveis [74] [75].

Estudos que consideram a inserção massiva de fontes de energias renováveis intermitentes no sistema de geração são encontrados em grande variedade na literatura. Aqueles com relação ao sistema de geração [76-80] consideram não somente a natureza de dependência no tempo destas fontes, mas também detalhados modelos para representar as estratégias de integração usadas pelo sistema, como os critérios de despacho das unidades geradoras ou a coordenação de unidades eólicas e hídricas através de sistemas de bombeamento. Por outro lado, estudos [81-84] que modelam a geração e transmissão em conjunto – sistemas compostos – estão preocupados principalmente em determinar em como a intermitência dos ventos e a localização do parque eólico afetam os índices de perda de carga. Apesar de que alguns destes investigam quando da capacidade eólica pode ser integrada sem violar restrições operacionais [81], estes não estressam as causas e a natureza dos eventos de corte de energia eólica.

[92] apresenta uma simulação de Monte Carlo sequencial para avaliar a adequação do sistema composto e para quantificar a influência

dos equipamentos de geração e/ou transmissão nos eventos de corte de potência eólica. Um primeiro conjunto de estudos inclui a avaliação da adequação de um sistema composto considerando diferentes tecnologias de geração. Um segundo conjunto é realizado para esclarecer as causas e a natureza dos eventos de corte de energia eólica. Estes estudos são realizados em versões modificadas do IEEE-RTS 79 [94] que incluem intermitência eólica e hídrica.

Neste contexto, esta dissertação busca contribuir com os estudos de adequação de sistemas compostos inserindo-se mais um tipo de fonte combustível: a biomassa. Apresenta-se uma detalhada descrição desta fonte e é apresentada uma proposta de modelagem para sua cadeia produtiva, mostrando com esta afeta a disponibilidade de combustível para geração de energia. E ainda, mais especificamente quanto às tecnologias utilizadas para este tipo de geração, é disponibilizada uma base referencial que apresente questões referentes ao comportamento dinâmico de tecnologias de geração distribuída (GD).

1.4 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

O trabalho está estruturado da seguinte forma:

- Capítulo 1: introdução ao tema, com uma visão geral sobre o assunto e objetivos;
- Capítulo 2: inicia apresentando uma profunda revisão literária e simulações realizadas sobre o comportamento dinâmico de tecnologias de GD de pequena escala. Em seguida, apresenta a participação das fontes renováveis na evolução da matriz energética através da participação dos Leilões de Energia e as particularidades da bioeletricidade sucroenergética (energia gerada a partir dos resíduos do setor sucroalcooleiro). As características da biomassa brasileira são apresentadas em seguida, com foco na cana-de-açúcar. E, para finalizar, uma revisão sobre os conceitos que envolvem a avaliação da adequação de sistemas elétricos de potência;
- Capítulo 3: apresenta as características de funcionamento de uma usina sucroalcooleira, com foco no sistema logístico, para posteriormente definir as variáveis para serem utilizadas no modelo do sistema logístico que é apresentado. Ao final, a estrutura do algoritmo implementado é mostrada;

- Capítulo 4: o sistema utilizado é inteiramente descrito. A validação do algoritmo proposto é mostrada e, em seguida, os resultados e análises são apresentados.

Devido às características do trabalho, há uma grande quantidade de referências. Para estes casos, a ABNT tem a opção de fazer uso do Sistema Numérico. Além disso, manuais para referências bibliográficas de universidades pelo país sugerem, quando for relevante e em grande quantidade, a bibliografia ser agrupada por assunto. Desta forma, será adotado o Sistema Numérico para referências bibliográficas e será dividido em alguns tópicos para a melhor organização do documento e para facilitar para o leitor. Assim, a sequência das referências não está conforme a ordem de citação no documento.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Estudos para avaliação da adequação de sistemas compostos geração/transmissão requerem a análise da resposta destes sistemas à inserção de geração através das mais diferentes fontes combustíveis. E uma destas fontes é a biomassa, sendo esta de difícil caracterização devido a sua grande variedade e variação de disponibilidade conforme a origem, proximidade à planta, sazonalidade, sistema de abastecimento e, em vários casos, concorrência com mercados já estabelecidos que faz uso dos resíduos.

Este capítulo tem o objetivo não só de fornecer informações necessárias para o entendimento da modelagem e a análise dos resultados, mas também de fornecer uma base teórica de modelos de tecnologias de geração distribuída (GD) para análise de estabilidade transitória destes sistemas.

Desta forma, a seção 2.1 apresenta estes estudos acerca dos modelos das tecnologias em sistemas de GD que usualmente são utilizados na geração à biomassa. A seção 2.2 apresenta dados e perspectivas quanto à evolução histórica da participação de fontes renováveis na matriz energética brasileira, com foco na bioeletricidade sucroenergética. A seção 2.3 apresenta as características principais da biomassa da cana-de-açúcar, buscando caracterizar o sistema produtivo do setor sucroalcooleiro quanto à disponibilização da matéria-prima na usina. A seção 2.4 apresenta as ferramentas de simulação utilizadas para obtenção da estimação dos índices de confiabilidade. E a seção 2.5 apresenta algumas considerações finais do capítulo.

2.1 SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE PEQUENA ESCALA

Do ponto de vista tecnológico, a literatura científica revela várias classes de dispositivos geradores que fazem parte do conceito de geração distribuída:

- Turbinas eólicas, sistemas fotovoltaicos, sistemas de armazenamento, microturbinas (cogeração e turbinas de combustão), células combustíveis, geradores baseados em biomassa e pequenas centrais hídricas.

Do ponto de vista das conexões, cada tecnologia citada requer um grupo diferente de equipamentos para se conectar a rede. Alguns são ligados diretamente à rede de distribuição ou transmissão, e outros requerem interfaces de eletrônica de potência para se conectar a rede. Estes aspectos modificam a representação da GD e conseqüentemente o impacto da GD nos estudos de estabilidade transitória.

Uma das principais perspectivas na avaliação da GD é o grau de maturidade de cada tecnologia citada. É possível dividi-las em três níveis de maturidade.

- Alto grau de maturidade: tecnologias de energia solar e eólica são exemplos.
- Médio grau de maturidade: pequenas centrais hídricas, células combustíveis, turbinas a gás, turbinas a vapor e outros tipos de geração.
- Baixo grau de maturidade: biomassa, turbinas à combustão e sistemas de armazenamento.

Lidar com modelos dinâmicos incluindo tecnologias emergentes é usualmente um trabalho difícil devido à falta de literatura especializada disponível. Esta pesquisa pretende identificar os parâmetros responsáveis pelo comportamento dinâmico de cada tecnologia da GD.

Existem muitas vantagens na promoção do uso de sistemas de GD de pequena escala ao invés de grandes sistemas à combustíveis fósseis, para satisfazer as necessidades energéticas. Dentre tantas tecnologias, como CHP (*Combined heat and power*), células combustíveis, micro geração, biomassa, além de outras, sistema GD de pequena escala são sistemas que utilizam um motor primário entregando potência mecânica útil para um gerador elétrico que gera potência elétrica local. Benefícios específicos dependem no uso pretendido e na fonte combustível, mas geralmente incluem: redução da emissão de gás do efeito estufa e outros poluentes do ar, economia com gastos de energia elétrica, desenvolvimento econômico local, redução de resíduos, e a segurança de suprimento de um combustível doméstico.

2.1.1 Sistema de Conversão de Biomassa

Biomassa pode ser utilizada em sua forma sólida ou gaseificada, para utilização de calor ou geração de eletricidade, ou pode ser convertida em combustíveis líquidos ou gasosos. Conversão de biomassa se trata

do processo de converter a biomassa em energia que será utilizada para gerar eletricidade e/ou calor [62]. Uma das fontes de energia renovável que tem origem no processo de conversão da biomassa é o biogás. Originado da decomposição de materiais orgânicos, o biogás tem benefícios ambientais significantes, evitando o lançamento de metano na atmosfera, que é o principal causador do efeito estufa. Além dos benefícios ambientais, a viabilidade econômica de um empreendimento de biogás é atrativa devido ao uso de resíduos orgânicos como fertilizantes, no caso da agricultura e como material para construção civil, no caso de dejetos humanos [60-72].

No cenário energético mundial, a Alemanha merece destaque devido ao salto de mil usinas de biogás em 1999 para as mais de 8 (oito) mil plantas em 2012, chegando à impressionante capacidade instalada de quase 3.000 MW. Em países em desenvolvimento, como o Brasil, o crescimento destas fontes alternativas de energia é mais tímido, contando com alguns laboratórios de pesquisa ligados a agroindústria, algumas plantas em aterros sanitários e estações de tratamento de esgoto – ETE.

O biogás pode ser obtido de vários tipos diferentes de biomassa (substrato): produção animal (principalmente suinocultura, pecuária e avicultura), resíduos agrícolas, lixo e esgoto de atividade humana, vinhaça, amido e glicerina. Estudos e análises mostram que a composição típica do biogás é cerca de 60% de metano, 35% de dióxido de carbono e 5% de uma mistura de hidrogênio, nitrogênio, amônia, ácido sulfídrico, monóxido de carbono, aminas voláteis e oxigênio. A decomposição de tais dejetos e rejeitos libera o biogás diretamente para a atmosfera, colaborando negativamente para o efeito estufa. A simples queima do biogás, sem nenhum aproveitamento energético, já assegura um benefício ambiental por transformar o metano em dióxido de carbono, que é aproximadamente 21 vezes menos poluente que o metano. A presença do gás metano é o que possibilita o biogás ser utilizado como combustível. Quanto maior a concentração de metano, maior é o poder calorífico do biogás, ou seja, maior rendimento em sua utilização. O gás pode ser utilizado tanto na queima direta (aquecedores, fogões, caldeiras), como na conversão em eletricidade. Além disso, se filtrado (aumentando a concentração de metano), o biogás pode ser utilizado como biocombustível para substituir gás natural.

A produção do biogás ocorre em qualquer lugar submerso sem a presença de oxigênio, como em pântanos, ou em biodigestores projetados para acelerar o processo de decomposição da matéria. Para uso de geração de eletricidade, biogás pode ser empregado em motores de

combustão interna e externa [31-37], turbinas e microturbinas que movem um gerador ou células combustíveis. Combustíveis de biomassa tipicamente são mais eficientes e benéficos quando utilizados através da cogeração, produzindo como saída tanto eletricidade como calor.

2.1.2 CHP

Um dos sistemas GD de pequena escala mais populares é o de CHP. CHP, também conhecido como cogeração, é a produção simultânea de eletricidade e calor de uma única fonte combustível, como biomassa/biogás, gás natural, carvão ou óleo. Comparando com diversas outras fontes de energia renovável, quando explorada a biomassa como solução energética, esta é mais flexível, ambientalmente mais saudável e confiável (como um recurso não-intermitente) [65].

Atualmente, plantas de CHP é uma realidade e usualmente são empregadas em sistemas de aquecimento em grandes cidades, hospitais, e plantas industriais com cargas que demandam grandes quantidades de calor. Para locais menores como residências e prédios comerciais, existem microssistemas de CHP. Estes geram calor como produto primário e eletricidade como saída secundária [1]. Basicamente, microssistemas de CHP são microturbinas acopladas a um gerador (geralmente máquina síncrona de ímã permanente) com desempenho e confiabilidade aceitáveis, robustez e preço. Disponíveis na faixa de 10-100 kW de capacidade.

Em relação ao avanço tecnológico para seu uso final, as seguintes tecnologias formam a base dos microssistemas de CHP, os quais podem variar de acordo com seu grau de maturidade [1]:

- Motores de combustão interna (CI);
- Motores de combustão externa (CE), como motores Stirling;
- Microturbinas;
- Células combustíveis.

Para grandes locais, como em aplicações industriais, existem os sistemas de CHP de fontes de biomassa. É baseado em qualquer forma de material biológico renovável que possa ser utilizado diretamente como combustível, ou convertido para outra forma de combustível ou produto energético [65]. Os insumos variam largamente em suas fontes e características combustíveis e, portanto, variam em aspectos básicos

em relação à sua exploração. Insumos de biomassa estão disponíveis tanto em locais urbanos como rurais e podem incluir:

Recursos Urbanos:

- Resíduos urbanos de madeira;
- Biogás do tratamento de águas residuais;
- Resíduos sólidos municipais e biogás de aterros sanitários;
- Resíduos alimentícios.

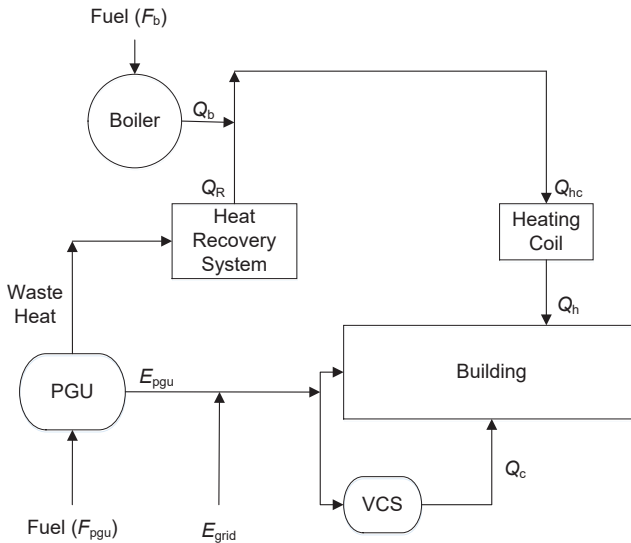
Recursos Rurais

- Resíduos florestais e madeireiros;
- Resíduos de colheita;
- Culturas energéticas;
- Biogás de estrume.

Independentemente da premissa, CHP pode aumentar a eficiência operacional e diminuir os custos com eletricidade, enquanto reduz as emissões de gases do efeito estufa, que contribuem para a mudança no clima global. Plantas tradicionais tem baixa eficiência (cerca de 30%) [3] em converter a energia disponível do combustível em eletricidade, pois a maior parte desta energia é perdida na planta através da dissipação do calor. Sistemas de CHP aplicam o calor residual rejeitado pelo motor primário e por este motivo estes sistemas podem atingir uma eficiência superior a 80%. CHP é, portanto, um exemplo de um ciclo de cogeração. É mais eficiente quando o calor é utilizado localmente, sendo que a eficiência é reduzida quando o calor necessita ser transportado por longas distâncias.

Um diagrama esquemático de um sistema CHP é apresentado na Figura 2.1. O combustível é fornecido para a unidade de geração (*Power Generation Unit – PGU*) produzir eletricidade (E_{PGU}) para as instalações e para o sistema de compressão de vapor (*Vapor Compression System – VCS*) que é responsável pelo resfriamento (Q_C). O calor residual é recuperado pelo recuperador de calor, cujo processo resulta em Q_R . Se a energia térmica recuperada não é suficiente para suprir a carga, o boiler auxiliar precisa produzir calor adicional no sistema. Assim, o consumo total de energia do combustível é estimado por $F_{PGU} = F_{PGU} + F_b$ onde $F_{PGU} = E_{PGU}/\eta_{PGU}$ e $F_b = Q_b/\eta_b$ e η significa eficiência.

Figura 2.1 - Esquemático de um sistema CHP



Fonte: [36]

Considerando CHP como motores de combustão interna (CI), o combustível (tipicamente diesel, gasolina e gás de petróleo) é queimado em uma câmara de combustão. Este processo cria gases de alta pressão que expandem e agem em pistões móveis ou rotores. Motores Stirling são motores de combustão externa (CE), pois seu processo de combustão aquece um fluido de trabalho separado (ar, hidrogênio ou gás hélio), que age em partes móveis. Comparado aos motores de CI, os motores Stirling geralmente são mais eficientes, silenciosos e mais confiáveis. Sob a perspectiva de aplicação, ambos os processos de CHP tem um baixo grau de maturidade, considerando a amostra de aplicações pelo mundo. Devido a isso, há uma falta de trabalhos na literatura que modelam estes processos de geração.

Diferente dos motores CI e Stirling, microturbinas e células combustíveis se apresentam como os principais sistemas GD de pequena escala nos últimos anos. No presente momento, é fácil encontrar uma grande quantidade de aplicações de microturbinas e células combustíveis pelo mundo, o que justifica a construção de modelos dinâmicos através da literatura para lidar com os problemas em planejamento, operação e controle dos sistemas.

2.1.3 Principais Instalações de CHP pelo mundo

Microturbinas são pequenas turbinas a gás que queimam gases limpos e combustíveis líquidos para criar energia mecânica que gira um gerador elétrico ou outra carga [65]. A Tabela 2.1 mostra algumas instalações de microturbinas localizadas nos Estados Unidos e Itália. O tamanho desta tecnologia varia de 30 a 1000 kW, porém alguns fabricantes classificam entre 30 e 250 kW. Microturbinas geralmente queimam gás natural, mas também podem queimar gás de aterro ou algum outro gás de biodigestores. Capstone é um fabricante conhecido, seguido por Flex Energy e Ingersoll-Rand. Detalhes técnicos sobre estas microturbinas podem ser encontrados em [17-30].

Outra interessante observação sobre a Tabela 2.1, em relação aos proprietários das microturbinas, revela hospitais, bancos e algumas corporações de saúde como Johnson & Johnson. Detalhes destas instalações podem ser encontrados em [23-30].

Tabela 2.1 - Aplicações de Microturbina

#	Nome	País	Cap. (kW)	MT (kW)	Proprietário	Fabricante	Fonte de Combustível	Fonte de Dados
1	Veterans Affairs Hospital (CHP)	EUA	1,000	200	Veterans Affairs Hospital	Capstone	Gás Natural	[17]
2	Recla Manufacturing Plant (CHP)	Itália	1,000	1,000	Recla	Capstone	Gás Natural	[18] [23]
3	Burbank Microturbine Project	EUA	550	30	City of Burbank Department of Water & Power	Capstone	Gás de Aterro	[19]
4	Ethicon Cornelia Plant (CHP)	EUA	500	250	Ethicon / Johnson & Johnson	Flex Energy	Gás Natural	[20]
5	OII Microturbine Project	EUA	420	70	New Cure, Inc.	Ingersoll-Rand	Gás de Aterro	[21]
6	Allentown WWTP Microturbine Project	EUA	390	30	PPL Energy Services	Capstone	Gás de Biodigestor	[22]

Tabela 2.2 - Aplicações de Células Combustíveis

#	Nome	País	Cap. (MW)	Célula (MW)	Proprietário	Fabricante	Fonte de Combustível	Fonte de Dados
1	Gyeonggi Green Energy	Coréia do Sul	58.8	2.8	POSCO Energy	FuelCell Energy	Gás Natural	[54]
2	Delmarva Power Bloom Energy Fuel Cell	EUA	30	0.21	DelmarvPower	Bloom Energy	Gás Natural	[55]
3	Bridgeport Fuel Cell Park	EUA	14.9	2.8	Dominion	FuelCell Energy	Gás Natural	[54]
4	Montville Renewable Energy Park	EUA	5.6	2.8	NRG Energy	FuelCell Energy	Gás Natural	[54]

Tabela 2.3 - Aplicações de Fontes de Biomassa

#	Nome	País	Cap. (MW)	Operator	Configuração	Fonte de Combustível	Datasheet
1	Draax Power Station	Reino Unido	660	Drax Group Plc	-	Pellets de Madeira	
2	Ironbridge	Reino Unido	600	E.ON	-	Pellets de Madeira	
3	Rodenhuize	Bélgica	180	Electrabel/GDF-Suez	-	Pellets de Madeira	
4	Wisapower	Finlândia	140	Pohjolan Voima Oy	-	Licor Negro	
5	Arneburg	Alemanha	100	Zellstoff Stendal GmbH	-	Resíduos de Madeira, licor negro	
6	Atjkkokan	Canadá	205	Ontorio Power Generation	-	Pellets de Madeira	
7	Multitrade Project	EUA	79.5	ESI Energy	3 fixed grate stoker boilers	Serragem e Cavaco	[66]
8	Okeelanta	EUA	74,9	-USGen -Flo-Energy Corp.	3 water cooled vibrating grate stoker boilers	Bagaço, resíduos de madeira urbana	[66]
9	Williams Lake Generating Station	Canadá	60	B.C. Gas Inc.	Water-cooled vibrating grate boiler	Resíduos de madeira	[66]
10	McNeil Generating Station	EUA	50	Burlington Electric Department	Traveling grate stoker boiler	Resíduos de madeira	[66]

2.1.4 Principais Instalações de Células Combustíveis pelo mundo

Células Combustíveis utilizam a energia química do hidrogênio ou outro combustível para produzir eletricidade com eficiência e estas são diferentes em termos de diversidade do seu potencial de aplicação, o que torna sua manutenção complicada. Células combustíveis são utilizadas em uma ampla variedade de aplicações portáteis, estacionárias e de transporte. Tabela 2.2 mostra algumas das maiores aplicações de células combustíveis em relação à capacidade de geração de potência. Quatro exemplos [56-59] estão localizados principalmente em instalações distribuídas pelos Estados Unidos e Coréia do Sul. Estes dois países lideram em termos de grandes aplicações de células combustíveis para geração de energia. Os tamanhos das instalações citadas na tabela variam de 5 a 60 MW e uma característica comum que se destaca é o uso do gás natural como fonte combustível em todas as aplicações, principalmente relacionado com o uso tradicional e consolidado desta fonte combustível neste tipo de aplicação.

2.1.5 Principais Instalações de CHP de Fontes de Biomassa

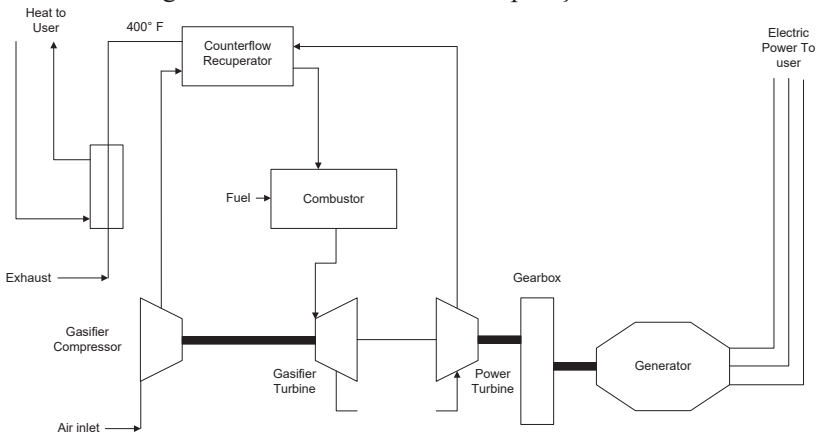
O conceito de insumo (matéria-prima) pode ser definido como qualquer material biológico e renovável que pode ser utilizado diretamente como combustível, e será detalhado mais nas próximas seções. Uma grande variedade de fontes de biomassa está disponível, fazendo este tipo de geração uma fonte flexível e disseminada que pode ser adaptada conforme as necessidades locais. Uma seleção de algumas instalações de CHP de fontes de biomassa [66-72] é apresentada na Tabela 2.3. A capacidade destas instalações varia entre 50 e 660 MW. A capacidade total instalada é principalmente relacionada com o investimento projetado pelo proprietário. As maiores instalações estão localizadas na Europa, mas existem também importantes instalações no Canadá e Estados Unidos. Em relação a fonte de biomassa utilizada por estas instalações, os combustíveis mais frequentemente usados são produtos relacionados a madeira (pallets, resíduos). Licor negro também emerge como uma alternativa para operar estas plantas.

2.1.6 Modelo de Microturbina

O conceito de micro geração é uma evolução natural de redes de distribuição com grandes montantes de sistemas GD de pequena escala,

desde que isto ofereça consideráveis vantagens para a operação da rede devido à adição de recursos de controle adicionais. A formação de redes ativas de baixa tensão através da exploração do conceito de micro geração pode proporcionar uma quantidade de benefícios para o usuário final [7]. Estes benefícios estão alinhados com as principais vantagens, citadas anteriormente, de uma massiva adoção e desenvolvimento das tecnologias de GD de pequena escala. Na verdade, microturbinas são muito populares como opção de micro geração em sistemas GD e como produtores de energia em sistemas CHP [1]. São turbinas a gás de ciclo simples e o comportamento dinâmico muda quando comparado com grandes turbinas a gás. No mercado, basicamente dois tipos de microturbinas se destacam. Uma é a de eixo único de alta velocidade (de 50,000 a 120,000 rpm), com uma turbina, um compressor, e um gerador posicionado no mesmo eixo. A outra tem separação de eixo que utiliza uma turbina de potência a 3600 rpm e um gerador (tipicamente gerador de indução) conectado a caixa de velocidades. Assim, o gerador é conectado diretamente a rede elétrica principal, como apresentado na Figura 2.2, onde o projeto de uma microturbina com sistema de separação de eixo é mostrado.

Figura 2.2 - Microturbina com separação de eixo

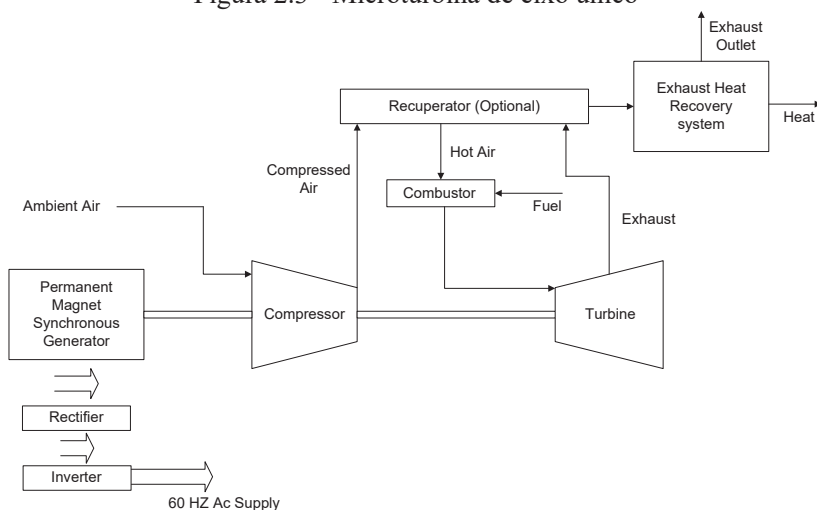


Fonte: [47]

Na turbina de eixo único, existe a necessidade de adicionar dois componentes no arranjo da microturbina, principalmente devido à alta velocidade, e conseqüentemente alta frequência envolvida no processo

de geração. Esta alta frequência (1500 a 4000 Hz) é conectada através de inversores eletrônicos de potência e então convertida para 50 ou 60 Hz. Figura 2.3 mostra um diagrama de uma microturbina de eixo único aplicado como microsistema de CHP.

Figura 2.3 - Microturbina de eixo único



Fonte: [47]

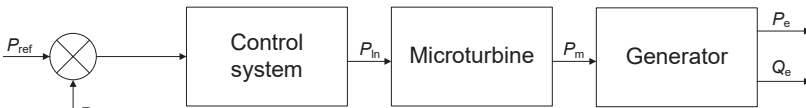
Uma máquina síncrona pode ser usada para conversão de energia, e as seguintes características devem ser destacadas:

- Eficiência – podem atingir 25-30% de eficiência na conversão combustível-eletricidade. Eficiência deve ser maior que 80% se o calor residual for utilizado em aplicações de CHP;
- Impacto ambiental – microturbinas tem baixas emissões de NO_x ;
- Aspectos operacionais – tem custos e são capazes de funcionar com combustíveis como gás natural, propano, diesel, querosene, assim como com biocombustíveis específicos;
- Outros aspectos – tem reduzido nível de ruído, vibrações e procedimentos simples de instalação.

Os atributos das microturbinas são ressaltados por vários autores na literatura [1-72]. Todas as características das microturbinas têm contribuído para tornar estes sistemas atrativos para utilização em sistemas

GD de pequena escala, especialmente para pequenos serviços ancilares, como cortes dos picos de demanda, fornecimento de reserva, regulação, e acompanhamento da carga. Na verdade, o uso das microturbinas é uma realidade em muitas diferentes indústrias, principalmente para situações de emergência. Dentre os diversos artigos da literatura, que tiveram a abordagem neste tipo de geração, uma grande quantidade se trata de pesquisa de capacidade de acompanhamento da carga. Por exemplo, em [4] os autores investigam a capacidade de acompanhamento da carga de um sistema de distribuição incorporado com uma microturbina e uma planta de célula combustível. É mostrado que microturbinas e células combustíveis são capazes de prover serviços de acompanhamento da carga. Em condições de operação em estado estacionário, o desempenho da microturbina pode ser modelado como na Figura 2.4, com três principais blocos e saídas simples.

Figura 2.4 - Diagrama de blocos do modelo de microturbina



Fonte: [47]

Os blocos do sistema de controle são relacionados apenas com controle da potência ativa e podem ser representados como um controlador PI. O modelo da turbina a gás pode ser sumarizado como segue:

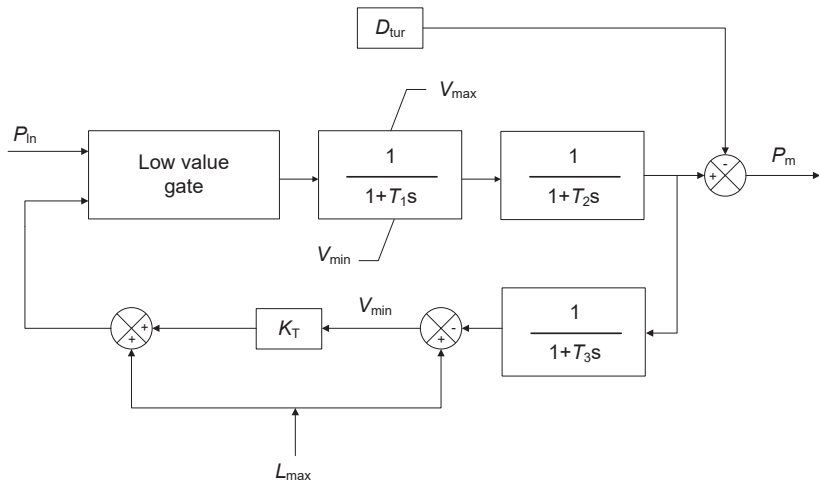
- P_m potência mecânica;
- P_{in} variável de controle de potência ativa;
- P_{ref} referência de potência ativa;
- P_{dem} demanda de potência ativa;
- P_e potência ativa;
- Q_e potência reativa;
- W_r velocidade do gerador.

Do ponto de vista do sistema de controle da microturbina, o modelo padrão de turbina a gás, como mostrado na Figura 2.5, geralmente é aplicado em programadores específicos de simulação comercial [4] assim como em instalações com microturbinas, principalmente porque é simples de se implementar e avaliar. Em geral, para uma aplicação de

microturbina através do conceito de *microgrid*, existem outras arquiteturas de controle distribuído hierárquico mais sofisticadas, que durante alguma emergência, um controle autônomo deveria ser capaz de executar o sistema. Conceitualmente, três condições operativas podem ser diferenciadas em uma condição de perturbação: modo conectado com a rede; modo de ilhamento; autorrestabelecimento [12].

A fim de estudar apenas o comportamento dinâmico da microturbina, o modelo padrão da turbina a gás mostrado na Figura 2.5 é suficiente para representar a reação da fonte. A implementação deste tipo de modelo é possível se utilizando o modelo de parâmetros da Tabela 2.4.

Figura 2.5 - Modelo de Turbina a Gás



Fonte: [4]

Tabela 2.4 - Parâmetros do Modelo de Turbina a Gás [4]

Parâmetro	Valor
D_{tur} amortecimento da turbina	0.03
T_1 constante 1 do atraso do sistema de combustível	10.0 s
T_2 constante 2 do atraso do sistema de combustível	0.1 s
T_3 constante do tempo limite de carga	3.0 s
L_{max} carga limite	1.2
V_{max} posição de máximo valor da válvula	1.2
V_{min} posição de mínimo valor da válvula	-0.1
K_T ganho da malha de controle de temperatura	1.0

K_p	ganho proporcional	0.1
K_i	ganho integral	1.0

O gerador elétrico considerado é uma máquina síncrona simplificada que modela tanto as características elétricas e mecânicas da máquina. O sistema elétrico para cada fase consiste de uma fonte de tensão em série como uma impedância R_L . O sistema mecânico é descrito pela equação:

$$\Delta\omega(t) = \frac{1}{2H} \int_0^t (T_m - T_e) dt - K_d \Delta\omega(t) , \quad \omega(t) = \Delta\omega(t) + \omega_0 \quad (2.1)$$

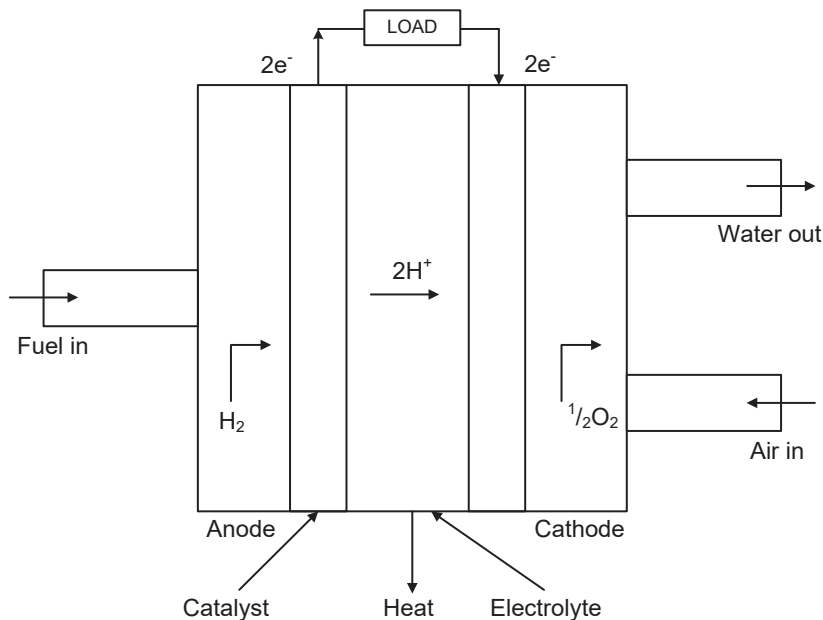
onde, $\Delta\omega$ é a variação da velocidade em relação a velocidade de operação, H é a constante de inércia, T_m o torque mecânico, T_e o torque eletromagnético, K_d o fator de amortecimento (enrolamentos de amortecimento), ω a velocidade mecânica do rotor, e ω_0 a velocidade de operação (1,0 pu). Os resultados demonstraram que as microturbinas podem suprir eficientemente cargas locais. Elas suportam gás de tratamento de águas residuais e de aterro, e, em alguns casos, biogás de baixa energia, razoavelmente bem, principalmente pela sua simplicidade de projeto.

2.1.7 Células Combustíveis

Células combustíveis apareceram na década de 1960 quando eram usadas para suprir energia para aplicações de veículo espacial [38-59]. Células combustíveis convertem hidrogênio e oxigênio em eletricidade enquanto emitem vapor d'água e dióxido de carbono. O interesse no uso de células combustíveis vem da sua alta eficiência combustível (35-60%), emissões próximas à zero, operação silenciosa, e alta confiabilidade de desempenho devido à ausência de partes móveis. Figura 2.6 mostra uma célula combustível onde o hidrogênio é alimentado ao ânodo, o oxigênio ao cátodo, e é introduzido um eletrólito no meio para permitir a troca de íons.

Além do hidrogênio, células combustíveis podem utilizar diversos outros combustíveis como gás natural, propano, gás de aterro, gás de digestores anaeróbicos, diesel, nafta e metanol. Esta característica torna esta tecnologia mais atrativa e versátil. Tabela 2.5 classifica a célula combustível de acordo com o tipo da pilha e nível de temperaturas de operação de suas aplicações.

Figura 2.6 - Estrutura Básica de uma Célula Combustível



Fonte: [41]

Tabela 2.5 - Classificação das Células Combustíveis

Células Combustíveis de Baixa Temperatura	
Tipo da Pilha	Descrição
AFC	Célula Combustível Alcalina: AFC é a primeira célula combustível a ser amplamente utilizada para aplicações espaciais. Seu eletrólito consiste de hidróxido de potássio em diferentes concentrações e temperaturas. Deveria ser preenchida com hidrogênio puro e a temperatura de funcionamento é entre 65 e 220°C.
PEMFC	Célula Combustível com Membrana de Troca de Prótons: PEMFC contém um eletrólito que é uma camada de polímero sólido. O eletrólito de polímero permite que prótons sejam transportados de uma metade das células para a outra. PEMFC requer uma limitada temperatura de

	operação e um preciso controle da umidade da célula combustível. São apoiados principalmente pelo setor de transporte. Pela natureza intrínseca dos materiais utilizados, a célula combustível de membrana de polímero opera a temperaturas menores de 100°C, tipicamente na faixa de 40-80°C.
DMFC	Célula Combustível de Metanol Direto: DMFC é a PEMFC para metanol como combustível ao invés de hidrogênio. Metanol entrega diretamente íons de hidrogênio no ânodo e estes prótons transferem através da Membrana de Troca de Prótons em direção ao cátodo. Aprimoramentos nos materiais de polímeros sólidos tem aumentado a temperatura da PEMFC de metanol direto de 60°C para quase 120°C.
PAFC	Célula Combustível de Ácido Fosfórico: PAFC é a tecnologia de célula combustível mais madura. Utiliza 100% do eletrólito de ácido fosfórico concentrado retido em uma matriz de carboneto de silício. PAFC pode ser utilizado para cogeração devido às suas maiores temperaturas de operação (tipicamente de 150°C a 220°C).
Células Combustíveis de Alta Temperatura	
Tipo da Pilha	Descrição
MCFC	Célula Combustível de Carbonato Fundido: MCFC opera em alta temperatura (650°C), onde os carbonatos alcalinos a partir de um sal fundido altamente condutor com íons de carbonato (CO_3^{2-}) proporciona condução iônica através da matriz de eletrólito. MCFC demonstra maior eficiência e maior flexibilidade de combustível, o que faz desta uma grande candidata para aplicações de CHP.
SOFC	Célula Combustível de Óxido Sólido: SOFC opera em altas temperaturas (tipicamente na faixa de 600 à 1000°C) com um eletrólito de cerâmica (p.e. óxido de zircônio). Pode ser abastecida por uma variedade de gases. Como MCFC, a SOFC requer altas temperaturas para operação, e sua aplicação mais comum é em plantas estacionárias de geração. A alta temperatura de operação da célula abre

oportunidade para aplicações de CHP, utilizando calor residual para gerar vapor para aquecimento ambiente, processo industrial, ou em uma turbina a vapor para gerar mais eletricidade.

Entre as tecnologias de células combustíveis, sistemas SOFC atingem a eficiência elétrica mais alta (em torno de 75%) quando combinadas com turbina a gás. Elas também têm maior tempo de vida útil que as outras células combustíveis, 10-20 anos. Na literatura, SOFC é citada como a solução mais adequada para aplicações de GD com utilização de CHP. O modelo matemático das células combustíveis é tipicamente focado no sistema operando em condições normais e baseado nas seguintes suposições:

- Os gases são ideais;
- A pilha da célula combustível é preenchida com hidrogênio e ar;
- Apenas um único valor de pressão é necessário para definir o interior dos canais de gases;
- A temperatura é estável todo o tempo;
- Apenas perdas ôhmicas são consideradas;
- A equação de Nernst para representar a tensão de saída da pilha pode ser aplicada.

A reação global da célula de combustível é escrita como:



onde a razão estequiométrica do hidrogênio para oxigênio é de 2 para 1. Na prática, esta razão r_{H_2O} é mantida em 1.145 controlando-se a entrada de fluxo de oxigênio, com o objetivo de manter a diferença de pressão da célula combustível abaixo de 4 kPa sob operação normal [4].

As reações eletroquímicas levam a uma diferença de potencial elétrico entre ânodo e cátodo, a qual pode ser expressa pela equação de Nernst e pela lei de Ohm para a pilha da célula combustível:

$$V_{fc}^r = N_0 \left[E_0 + \frac{RT}{2F} \left(\ln \frac{p_{\text{H}_2} p_{\text{O}_2}^{0.5}}{p_{\text{H}_2\text{O}}} \right) \right] - r I_{fc}^r \quad (2.3)$$

onde p_{H_2} , p_{O_2} e p_{H_2O} são as pressões parciais dos gases [kPa] e r é a resistência elétrica da célula combustível [Ω]. Tabela 2.6 mostra os parâmetros da célula combustível.

Tabela 2.6 - Parâmetros do Modelo de Célula Combustível [4]

Parâmetro	Valor
N_0 Número de células em série na pilha	384
E_0 Constante padrão ideal	1.18 V
R Constante universal dos gases	8314 J/(kmol K)
T Temperatura absoluta	1273 K
F Constante de Faraday	96487000 C/kmol
K_r Constante $K_r=N_0/4F$	0.996×10^{-6} kmol/(s A)
U_{max} Utilização máxima de combustível	0.9
U_{min} Utilização mínima de combustível	0.8
U_{opt} Utilização ótima de combustível	0.85
K_{H_2} Constante molar da válvula para hidrogênio	8.43×10^{-4} kmol/(s atm)
K_{H_2O} Constante molar da válvula para água	2.81×10^{-4} kmol/(s atm)
K_{O_2} Constante molar da válvula para oxigênio	2.52×10^{-3} kmol/(s atm)
τ_{H_2} Tempo de resposta para fluxo de hidrogênio	26.1 s
τ_{H_2O} Tempo de resposta para fluxo de água	78.3 s
τ_{O_2} Tempo de resposta para fluxo de oxigênio	2.91 s
r Perda ôhmica	0.126 Ω
T_e Tempo de resposta elétrica	0.8 s
T_f Tempo de resposta do processador de combustível	5 s
r_{H_2O} Relação do hidrogênio para oxigênio	1.145
PF Fator de potência	1.0

Aplicando a equação dos gases perfeitos, para o hidrogênio por exemplo, resulta em:

$$p_{H_2} V_{an} = n_{H_2} RT \quad (2.4)$$

onde V_{an} é o volume do ânodo e n_{H_2} é o número de mols de hidrogênio no ânodo. Agora, derivando a Equação 2.4:

$$\frac{d}{dt} p_{H_2} = \frac{RT}{V_{an}} (q_{H_2}^{in} - q_{H_2}^{out} - q_{H_2}^r) \quad (2.5)$$

onde $q_{H_2}^{in}$ é o fluxo molar de entrada (derivada temporal de n), $q_{H_2}^{out}$ é o fluxo molar de saída e $q_{H_2}^r$ é o fluxo molar de hidrogênio que reage; todos em [kmol/s]. de acordo com as relações eletroquímicas,

$$q_{H_2}^r = \frac{N_0 I_{fc}^r}{2F} = 2K_r I_{fc}^r \quad (2.6)$$

onde K_r é a constante definida para fins de modelagem [kmol/(s A)]. Nota-se que, baseado na Equação 2.6, pode ser escrita como:

$$q_{O_2}^r = \frac{1}{2} q_{H_2}^r = K_r I_{fc}^r \quad , \quad q_{H_2O}^r = q_{H_2}^r = 2K_r I_{fc}^r \quad (2.7)$$

O fluxo molar de qualquer gás através da válvula é considerado proporcional à sua pressão parcial no interior do canal [51]. Então, substituindo a Equação 2.6 na Equação 2.7 e tomando a transformada de Laplace tem-se a seguinte equação:

$$p_{H_2} = \frac{1/K_{H_2}}{1 + \tau_{H_2} s} (q_{H_2}^{in} - 2K_r I_{fc}^r) \quad (2.8)$$

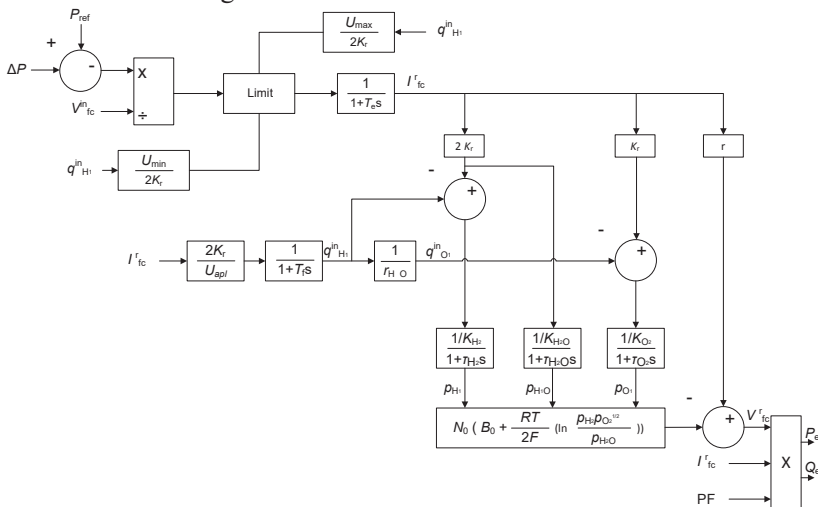
onde $\tau_{H_2} = V_{an}/(K_{H_2} RT)$ [s] é a constante de tempo associada com o fluxo de hidrogênio. Operação similar pode ser feita para todos os outros gases. O modelo do sistema da célula combustível é descrita pelas equações anteriores.

Levando isto em consideração, algumas estratégias de controle do sistema da célula combustível podem ser adicionadas ao modelo. A corrente de saída na célula combustível pode ser medida, então o fluxo de entrada de combustível $q_{H_2}^{in}$ pode ser controlado para atingir $U_f = q_{H_2}^r/q_{H_2}^{in}$ a 85% (valor ótimo tipicamente utilizado). Assim, $q_{H_2}^{in} = (2K_r I_{fc}^r)/0.85$. Combustível insuficiente e em excesso pode ser prejudicial para a célula combustível. Para evitar esta situação, a corrente de saída é limitada pela seguinte expressão:

$$\frac{0.8q_{H_2}^{in}}{2K_r} \leq I_{fc}^{in} \leq \frac{0.9q_{H_2}^{in}}{2K_r} \quad (2.9)$$

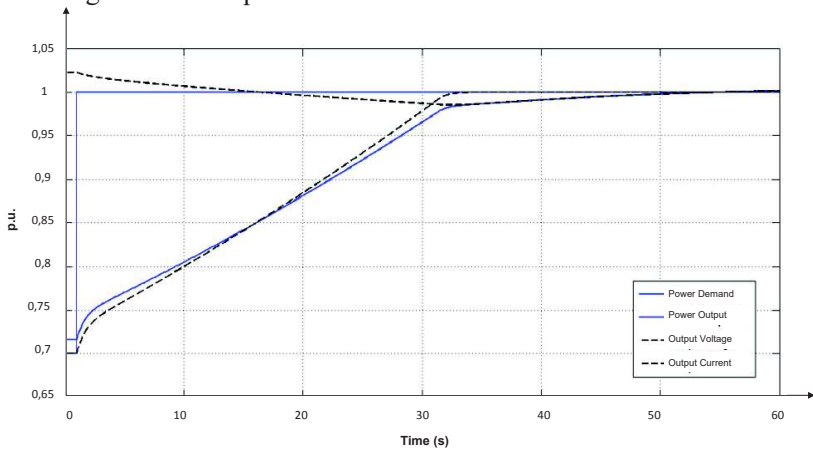
O tempo de resposta elétrica associado à velocidade de restabelecimento de carga é rápido, mas a resposta química no processador do combustível é lenta. Ambos os fenômenos são modelados como uma função de transferência de primeira ordem. O modelo dinâmico do sistema SOFC é mostrado na Figura 2.7 onde $\Delta P = P_{gen} - PD$ é a diferença entre a potência gerada e potência demandada. Assumindo que uma célula combustível em operação isolada (“stand-alone”) está operando com tensão constante de 1.0 pu e potência demandada de 0.7 pu. Em $t = 1$ s, existe um degrau na demanda de 0.7 para 1.0 pu. A Figura 2.8 mostra a resposta dinâmica do sistema.

Figura 2.7 - Modelo do Sistema SOFC

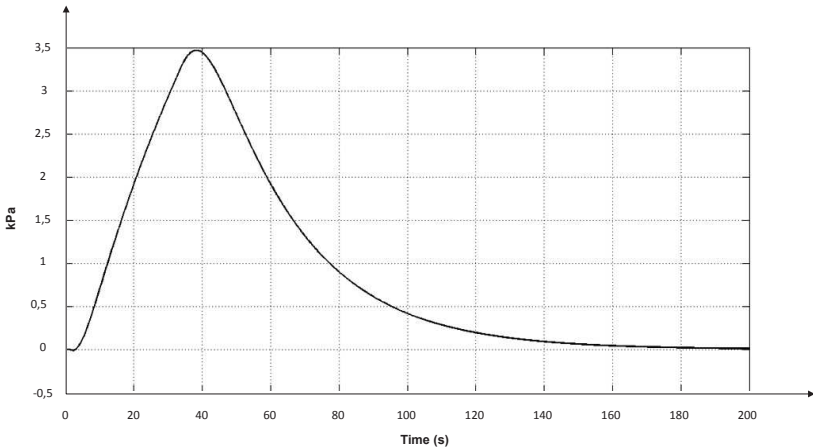


Fonte: [34]

Figura 2.8 - Resposta Dinâmica do Modelo do Sistema SOFC



(a) Resposta do sistema a um degrau [4]



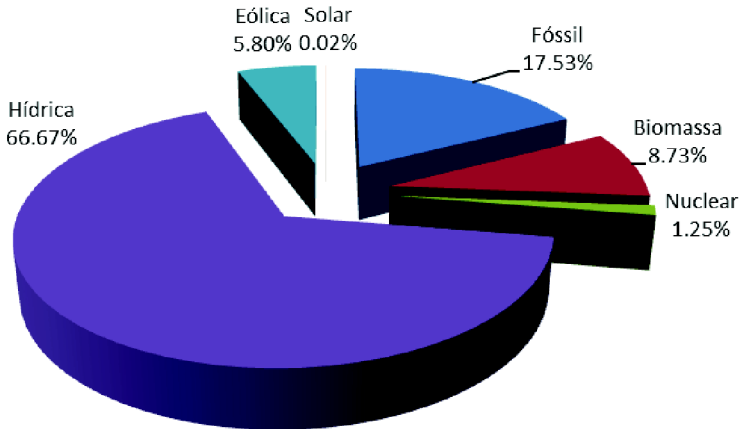
(b) Diferença de pressão entre hidrogênio e oxigênio (dentro dos limites) [4]

2.2 FONTES RENOVÁVEIS NA EVOLUÇÃO DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

A energia hidrelétrica é a modalidade mais importante de energia no Brasil, representando mais de 65% da capacidade energética instalada e 88% da energia produzida [116].

O perfil hídrico do setor elétrico brasileiro, mostrado abaixo, garante a geração de energia a preços competitivos e reduzida intensidade de emissão de dióxido de carbono.

Figura 2.9 - Matriz Energética Brasileira

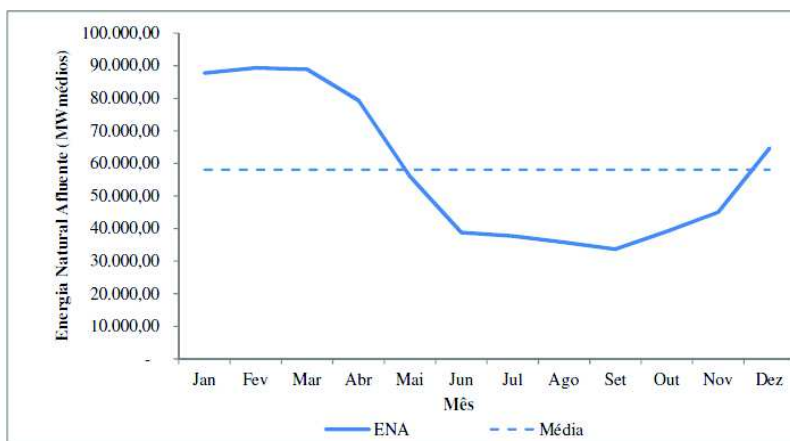


Fonte: ANEEL [100]

Apesar desta vantagem do custo de operação ser menor, a energia de origem hidráulica apresenta uma grande incerteza, que é a dependência de precipitações.

Em função da grande diferença da quantidade de chuvas entre períodos secos e chuvosos, a ENA (Energia Natural Afluente), energia hídrica que corre pelos rios com fins energéticos, apresenta grandes variações ao longo do ano, chegando a apresentar um valor no mês de máxima afluência equivalente a três vezes o valor do mês de mínima afluência [101]. Comportamento sazonal mostrado no gráfico através da ENA.

Figura 2.10 - Energia Natural Afluente (ENA) no Sistema Interligado Nacional (SIN) - Média 2006 a 2012



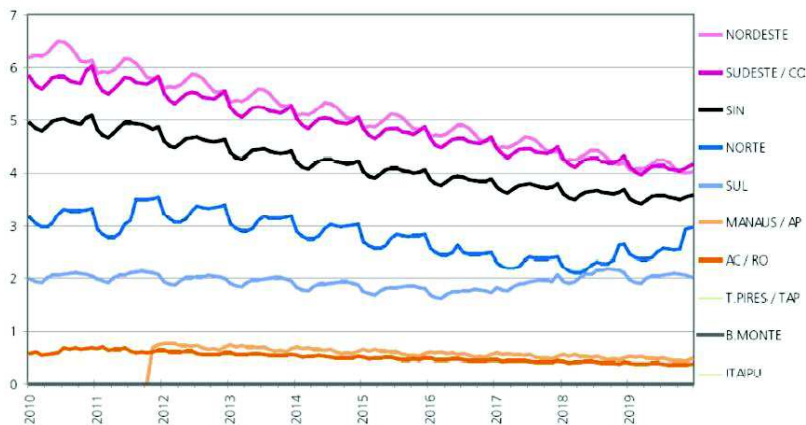
Fonte: ONS [123]. Elaboração: [101]

Com tais características somadas ao objetivo de aproveitar o potencial hidráulico brasileiro sem estar sujeito às incertezas e volatilidade impostas pelo regime de afluições, o parque hídrico foi construído com grandes reservatórios capazes de estocar água no período úmido, que são convertidos em energia elétrica no período seco. Esta energia potencial da água dos reservatórios é denominada Energia Armazenada e permite a regularização da geração hidrelétrica ao longo de todo o ano [103].

O potencial hidrelétrico remanescente se encontra essencialmente na Região Norte do Brasil, que por ser uma extensa área de planície, impede a construção de grandes reservatórios [103] e se estima uma variação de ENA de até 14 vezes entre o período seco e o úmido [101].

Soma-se a esta restrição física, a imposição de uma rígida legislação ambiental. Como resultado, existe uma grande dificuldade para construção de novas hidroelétricas que, mesmo sendo licenciadas, terão características de usinas a fio d'água. Logo, a consequência imediata dessas limitações é a redução da capacidade de regularização da geração [103]. Esta tendência pode ser observada na figura apresentada a seguir, extraída do Plano Decenal de Energia da EPE.

Figura 2.11 - Evolução da Capacidade Máxima de Armazenamento de Energia pela Carga de Energia



Fonte: EPE – Plano Decenal de Energia Elétrica

A crescente restrição de atender a carga no período seco impõe ao sistema elétrico brasileiro o desafio de complementar o parque hídrico com usinas que tenham a vocação para operarem na base do sistema durante o período seco. E, na avaliação de [103], a biomassa, energia eólica e as PCHs são as que apresentam maiores condições econômicas e maiores externalidades positivas ao sistema elétrico.

Diferente dos países desenvolvidos, o Brasil deixou sempre em segundo plano o desenvolvimento e promoção do uso de outras fontes renováveis além da hídrica e isso se deve à abundância de recursos hídricos no país. A exploração de economias de escala e o caráter decrescente da curva de aprendizado reduzem o custo de implantação ao longo do tempo. O que não ocorreu com as tecnologias ligadas às demais fontes renováveis. Entretanto, as usinas termoeletricas também não são competitivas se comparadas com as usinas hídricas. A discussão que se faz necessária, portanto, é quanto à competitividade relativa entre a biomassa e a energia eólica versus a geração térmica convencional [103].

2.2.1 Leilões de Energia para Fontes Renováveis

[101] mostra que os sete primeiros LEN, que ocorreram até o ano de 2008, tiveram como grandes vencedoras as usinas a óleo combustível e outras térmicas com elevado Custo Variável Unitário (CVU).

Como empreendimentos hidroelétricos praticamente não foram inscritos devido a uma nova legislação ambiental mais dura, seria de se esperar que as regras que foram concebidas para a competição nos leilões favorecessem os empreendimentos vinculados a energias alternativas e renováveis. No entanto, esta possibilidade não se concretizou, pois estas regras acabaram beneficiando empreendimentos de usinas a óleo.

[103] explica em linhas bem gerais e simplificadas as vantagens de usinas a óleo e gás natural nos LEN da seguinte forma: como no cálculo da probabilidade delas serem despachadas - resultante de inúmeras simulações de modelos matemáticos - mostra-se muito baixo, o custo fixo mais variável desta energia fica abaixo dos custos das outras energias, ficando mais competitivas nos leilões.

O problema é que esta evolução da matriz elétrica brasileira para uma matriz hidrotérmica exige o despacho mais frequente destas térmicas mencionadas e isso causa um impacto não previsto nos preços.

E foi o que acabou acontecendo nos anos subsequentes devido aos baixos níveis de chuvas, principalmente em 2015, entrando nos períodos secos com níveis dos reservatórios abaixo do necessário e despacho constante de usinas térmicas com elevado CVU.

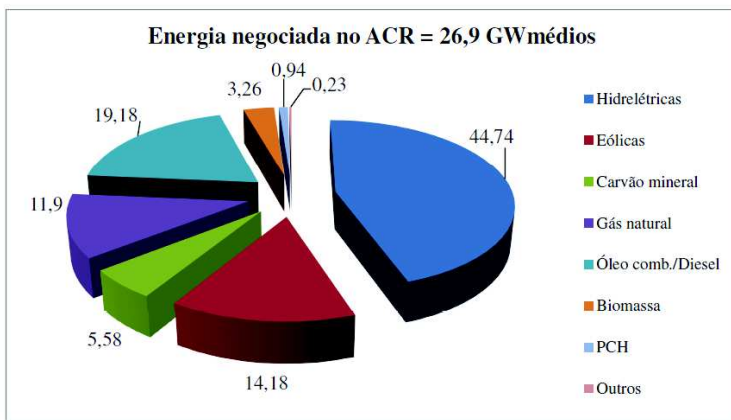
Já nos Leilões de 2009 a 2012, as usinas eólicas prevaleceram em detrimento das termelétricas, resultando em projeções de aumento de capacidade desta fonte em aproximadamente 6 GW, através da construção de 229 novas usinas [101].

A partir deste momento, com a experiência adquirida anteriormente, os Leilões começam a ser direcionados conforme o planejamento do setor, com separação por fonte e precificação de acordo com as especificidades de cada uma.

Segundo dados da ANEEL, em 2011 a capacidade instalada de energia eólica era de 1,43 GW. Em 2016 já são 9,25 GW, através de 376 empreendimentos em operação. Além disso, devido aos leilões A-5, A-3 e de Reserva que ocorreram em 2014 e 2015, há 2,8 GW de 125 empreendimentos em construção e 6,2 GW de outros 258 que ainda não iniciaram suas obras. Ou seja, para 2018 a capacidade instalada de parques eólicos tem projeção para mais de 18 GW.

Já a fonte de biomassa não obteve o mesmo sucesso que a energia eólica nos mesmos leilões entre 2009 e 2012, contribuindo com a instalação de apenas 0,9 GW distribuídos em 15 usinas. A figura abaixo mostra um consolidado da energia elétrica negociada no ACR através de leilões entre 2005 e 2013 [101].

Figura 2.12 - Energia Elétrica negociada no ACR através de Leilões entre 2005 e 2013



Fonte: [101].

2.2.2 Bioeletricidade Sucroenergética

[111] afirma que à medida que se expande o sistema, projetos mais caros e distantes dos centros consumidores passam a ser elegíveis para implantação. E, realmente, tanto os grandes empreendimentos hidrelétricos localizados na região norte do país, como as usinas eólicas contratadas concentram-se em regiões distantes dos grandes centros de carga.

Diante deste cenário, onde o incremento de potência instalada vem ocorrendo prioritariamente em regiões distantes dos centros de carga, o que torna necessário a implantação de grandes linhas de transmissão, o aproveitamento de resíduos agrícolas da indústria canavieira para geração de eletricidade surge como uma alternativa bastante conveniente ao planejamento energético do país [101].

As qualificações que colocam a bioeletricidade sucroenergética em destaque entre as possíveis fontes renováveis de complementação à

geração hídrica são: competitividade em termos de custos, complementariedade sazonal com relação ao regime de chuvas, maturidade da indústria sucroenergética, contribuição na redução de emissões de gases do efeito estufa e a proximidade aos principais centros de carga [105].

O setor sucroalcooleiro é tradicionalmente autossuficiente em termos energéticos porque utiliza como insumo para a geração das energias térmica, mecânica e elétrica um subproduto da usina, o bagaço da cana de açúcar como combustível [103].

Segundo [109], a decisão de adotar tecnologias de cogeração pouco eficientes tinha como premissa maximizar a queima do bagaço de cana de açúcar devido às dificuldades de estocagem e a pouca relevância do mercado para a venda de eventuais excedentes de bagaço *in natura*. Também não havia interesse comercial em investir em plantas de geração de eletricidade mais eficientes, capazes de exportar um excedente para a rede.

Até o início dos anos 90, o setor elétrico brasileiro estava estruturado em monopólios integrados verticalmente, com geração de energia centralizada, e com regras que não contemplam a possibilidade de comercialização de energia por agentes independentes das concessionárias. Esta situação perdurou até meados dos anos 90, quando foi criada a figura do produtor independente de eletricidade. Isto criou o marco legal que permite a uma usina “exportar” eletricidade para o sistema elétrico. Surgiram então as condições necessárias para a realização de investimentos em plantas eficientes de cogeração de energia, com o intuito de comercializar excedentes de energia elétrica [103].

A partir desse episódio de forte impacto sobre a economia brasileira, surgiram várias iniciativas públicas e privadas para estimular sua implementação. Algumas unidades de produção se interessaram pelo novo negócio e trocaram seus equipamentos, instalando caldeiras de maior resistência e temperatura mais elevada, de modo a melhorar o aproveitamento energético do bagaço e disponibilizar uma quantidade maior de vapor útil e de energia térmica. No entanto, a ausência de um programa organizado de aproveitamento dessa fonte energética teve dois efeitos indesejáveis: 1) proporcionou um crescimento bastante modesto na geração elétrica como um todo e não foi capaz de atrair a imensa maioria das médias e pequenas unidades de produção para este negócio e; 2) promoveu uma imensa heterogeneidade nos modelos de reforma dos equipamentos de geração, fornalhas, caldeiras, turbinas e geradores das unidades, sem levar em conta o aproveitamento total do coeficiente energético contido no bagaço [108].

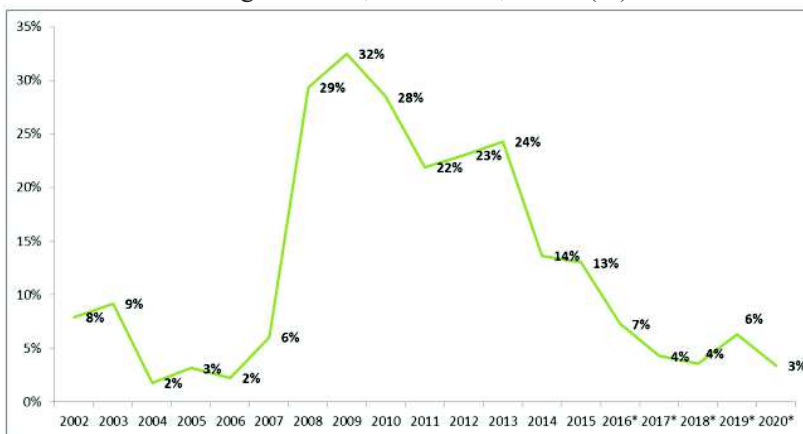
Uma das principais políticas que foi lançada nessa linha foi o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), criado em 2002 e regulamentado em 2004. Porém, [106] afirma que os resultados das primeiras fases do programa foram bastante frustrantes, pelas inúmeras chamadas que foram necessárias para atingir a demanda, os atrasos nas obras no âmbito do PROINFA, e pela quantidade irrisória de energia contratada no Leilão de Fontes Alternativas de Energia. Segundo o autor, a análise está diretamente relacionada à discussão da remuneração que viabilize as fontes alternativas de energia, pois os empreendedores alegaram que a reduzida oferta de energia era fruto do preço teto oferecido, além da indefinição em relação às regras de conexão à rede básica.

O PROINFA não possuía as condições de incentivo condizentes com a proposta original. Ao reduzir a remuneração da biomassa para 50% da tarifa média nacional, o preço prêmio da biomassa caiu de R\$ 120,00 por MWh para R\$ 93,77 por MWh. Como resultado os empreendedores sucroalcooleiros que poderiam de comercializar até 1.100 MW só assumiram compromissos com cerca de 650 MW [106].

De acordo com [106], o argumento dos usineiros de que a remuneração oferecida no PROINFA não viabilizava a geração de bioeletricidade, levou a UNICA contratar um estudo da consultoria Price Waterhouse para a análise dos custos durante a audiência pública do Ministério de Minas e Energia. Uma das principais conclusões do estudo, que não foi aceita pelo MME, refere-se aos custos irrecuperáveis relativos aos equipamentos utilizados para o auto-suprimento energético das usinas. Embora já estejam amortizados, estes equipamentos encontram-se bem conservados e aptos a operarem por várias safras. Desta forma, o custo de se abrir mão destes equipamentos, os quais não possuem valor de mercado secundário porque se tornaram obsoletos, deveria ser incluso no projeto. A não inclusão destes custos na análise do MME fez com que diversas usinas desistissem de ofertar energia no PROINFA.

Apesar dos problemas, a figura a seguir mostra que os Leilões ocorridos entre 2008 e 2013, que foram citados anteriormente, trouxeram resultados interessantes para o setor sucroalcooleiro.

Figura 2.13 - Representatividade do acréscimo anual de capacidade instalada pela biomassa em relação ao total de acréscimo na matriz de energia elétrica, 2002-2020, Brasil (%)



* Previsão, incluindo projetos com restrição para entrada em operação.

Fonte: UNICA [128].

Segundo dados da CCEE, em 2006 a geração de bioeletricidade sucroenergética foi de 1,3 TWh. Em 2015 este valor foi de 20,2 TWh, representando poupar 14% da água nos reservatórios do submercado elétrico Sudeste/Centro-oeste, justamente porque essa geração ocorre na época crítica do setor elétrico (período seco) [128].

Apesar deste expressivo aumento na geração, se percebe que o cenário é de estagnação. O ano de 2015 foi o terceiro menor volume de contratação em leilões de energia nova no ambiente regulado desde que o modelo de contratação foi implementado pela Lei 10.848/2004. Com relação a 2016, em 29 de abril ocorreu o Leilão A-5/2016, que contratou energia de novos projetos para entrega a partir de 2021, em contratos de 25 anos. A biomassa concorreu diretamente com térmicas a carvão e o preço-teto para a bioeletricidade foi de R\$ 251/MWh, representando uma queda de 11% no preço-teto em relação ao A-5/2015. Além do Leilão A-5 2016, já estão agendados dois Leilões de Energia de Reserva para as fontes eólicas, solar e para as pequenas hidrelétricas. Porém, a fonte biomassa não foi convidada a participar desses Leilões de Energia de Reserva. A biomassa não é convidada a participar dos Leilões de Energia de Reserva desde o ano de 2011 [128].

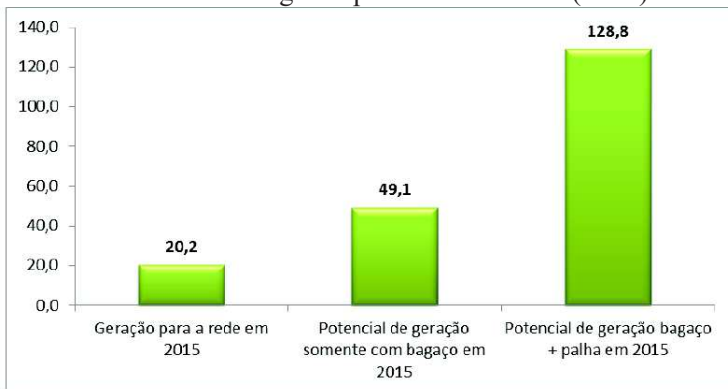
Um dos motivos dos preços não estarem atrativos para os usineiros e ocorrer a entrada de um forte concorrente, energia eólica, nos leilões é o não cumprimento da entrega de energia contratada em leilões anteriores. Estudo divulgado pela EPE em 2012 analisou que a quantidade de energia contratada foi maior que a quantidade de energia gerada verificada nas usinas, desmoralizando a credibilidade de entrega das usinas [129].

Conforme mostrado na Figura 2.9, a biomassa é responsável por mais de 8% de toda a energia outorgada pela ANEEL na matriz energética do Brasil, sendo que o setor sucroenergético é responsável por 79% deste total.

Segundo a EPE, das 355 unidades produtoras em 2014, 177 estavam exportando excedentes de bioeletricidade para a rede elétrica. Logo, o restante das usinas pode passar um processo de reforma, chamado “*retrofit*”. Além disso, se comprovada a viabilidade econômica da venda de energia elétrica, os produtores são seduzidos a aproveitarem plenamente o bagaço, a palha que geralmente fica no campo e o biogás da vinhaça [128].

Como mostra [128], de acordo com o último Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2024), considerando o aproveitamento pleno da biomassa existente (bagaço e palha) nos canaviais em 2015, a geração de bioeletricidade sucroenergética para a rede tem potencial técnico para chegar a mais de seis vezes o volume de oferta à rede em 2015, conforme se observa abaixo.

Figura 2.14 - Potencial técnico de oferta da bioeletricidade sucroenergética para a rede elétrica (TWh)



Fonte: UNICA [128].

Atualmente, segundo [101], a expansão esbarra na falta de incentivo uma vez que as primeiras usinas foram montadas há cerca de 30 ou 40 anos com caldeiras de baixa pressão e este momento seria o ideal para trocar estes equipamentos que estão chegando ao fim da vida útil.

2.3 CARACTERÍSTICAS DA BIOMASSA BRASILEIRA

O termo biomassa engloba a matéria vegetal e os seus derivados tais como resíduos florestais e agrícolas, resíduos animais e a matéria orgânica contida nos resíduos industriais e domésticos. Estes materiais contêm energia química que pode ser liberada diretamente por combustão, ou convertida através de algum processo em outras fontes energéticas mais adequadas [125].

Os diferentes tipos de biomassa requerem abordagens diferentes em relação à coleta, armazenamento e transporte, bem como diferentes considerações relacionadas ao processo de conversão e tecnologias de geração de energia elétrica para utilizar cada combustível de forma mais eficaz possível.

Para se iniciar uma análise de viabilidade deve ser feita uma profunda avaliação da quantidade de recurso disponível, seguida de uma análise de disponibilidade deste recurso. Ou seja, a escala e a garantia de suprimento de combustível são fatores determinantes para viabilizar um empreendimento de geração de energia à biomassa [65].

Considerações relacionadas ao combustível que devem ser analisadas em uma análise inicial incluem: teor de umidade típico, rendimento típico, sazonalidade do recurso, proximidade com o parque gerador, usos alternativos do combustível que podem afetar a futura disponibilidade e preço, contaminantes da qualidade do combustível, problemas relacionados ao clima e, para resíduos agrícolas, a quantidade de fazendeiros contratados para vender resíduos [65].

Dados da ANEEL mostram que no Brasil, os setores da cana-de-açúcar e de florestas são responsáveis atualmente por 99,32% da energia elétrica com origem na biomassa. O setor florestal representa 19,72% do total e deste valor, quase 80% tem origem no licor negro, que é o resíduo da indústria de papel e celulose. Praticamente todo o restante é advindo de resíduos florestais, mas este setor enfrenta uma grande concorrência com mercados já estabelecidos que tem usos alternativos dos resíduos. Como alternativa começam a surgir as chamadas Florestas Energéticas, exclusivas para fins energéticos.

Já no caso da cana-de-açúcar, a existência do bagaço é uma questão genética da própria planta, pois se houver cana para as indústrias, haverá o bagaço. Conta ainda com a vantagem de não ter custos de transporte destes resíduos, e que no caso dos resíduos florestais constituem a maior parcela dos custos. Para aproveitando da palha os custos com transporte podem existir [108].

2.3.1 Cana-de-açúcar

Segundo o Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA) [117], atualmente o setor sucroalcooleiro no Brasil possui atualmente 373 usinas cadastradas. O estado de São Paulo possui o maior número de usinas - no total são 157 unidades produtoras.

Segundo dados da UNICA (União da Indústria de Cana de Açúcar), o Brasil moeu, na safra 14/15, um volume de 632,1 milhões de toneladas de cana que resultou na produção de 35,5 milhões de toneladas de açúcar e 28,4 milhões de m³ de etanol. Estes dados colocam o Brasil como o maior produtor e exportador de açúcar do mundo, responsável por aproximadamente 20% da produção e 40% da exportação.

A cana-de-açúcar, durante o seu processamento no campo e indústria, pode ser dividida basicamente em três partes: caldo, bagaço e palha (pontas e folhas). Cada uma destas partes representa aproximadamente um terço do potencial energético da planta [125].

2.3.1.1 Cadeia produtiva

A cadeia produtiva da cana-de-açúcar pode ser dividida em três subsistemas: área agrícola, área industrial e a logística que liga estes dois pontos.

Na área agrícola, o corte da cana pode ser mecanizado ou manual. A queima da palha é uma antiga prática na lavoura para facilitar o corte manual. Segundo [129], o corte manual está no final, mais de 90% do corte já é mecanizado no Brasil.

Como consequência, esta eliminação da queima da cana garantirá o aumento da biomassa a ser utilizada como insumo energético para a geração de energia, pois permitirá a utilização da palha. Mesmo que uma parte ainda permaneça no solo para protegê-lo, haverá um significativo aumento na quantidade de biomassa disponível [105].

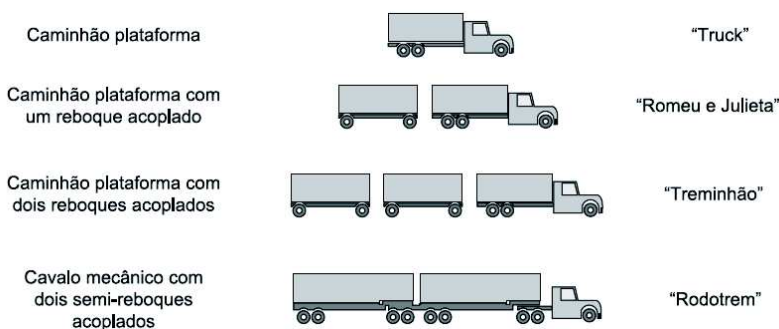
Ao ser cortada, a cana é exposta ao tempo, sofre uma desidratação que ocasiona perda de peso (aumento da respiração do colmo com a

perda de açucars) e, após o prazo de 24 a 36 horas, com grande frequência a deterioração assumirá proporções elevadas rapidamente, o que comprometerá totalmente a qualidade da matéria-prima e, consequentemente, do açúcar e etanol produzidos pela usina [118].

As Frentes de Corte (FC) são o local onde ocorre o corte e o carregamento da cana nas lavouras. A logística envolvida entre uma FC e a unidade agroindustrial é denominada Corte, Carregamento e Transporte (CCT). Não apenas o transporte é analisado, isto é, não é apenas o fato da cana ser colocada em um veículo na lavoura e transportada até a usina. Analisa-se também a organização entre os equipamentos de corte e colheita ao longo do tempo, de forma a possibilitar um transporte eficiente. Na maior parte das vezes este serviço logístico ocorre através do modal rodoviário, tal que o raio de captação de cana não é muito grande, não passando muito de 30 km [122].

As composições de transporte de cana mais comuns são apresentadas abaixo:

Figura 2.15 - Composições usuais para o transporte de cana



Fonte: [127]

A escolha dos caminhões a serem utilizados varia, principalmente, conforme o tipo de sistema logístico escolhido. Um dos que se mostra mais eficiente é o chamado Sistema "Bate-Volta". Segundo [122]:

"O sistema "Bate-volta" consiste na substituição da carreta vazia pela carregada sem que o cavalo mecânico tenha que esperar o carregamento, ou seja, o conjunto chega vazio ao campo, a carreta vazia é desconectada e outra, previamente carregada, é conectada. Este sistema diminui o tempo ocioso do conjunto, resultando em um possível

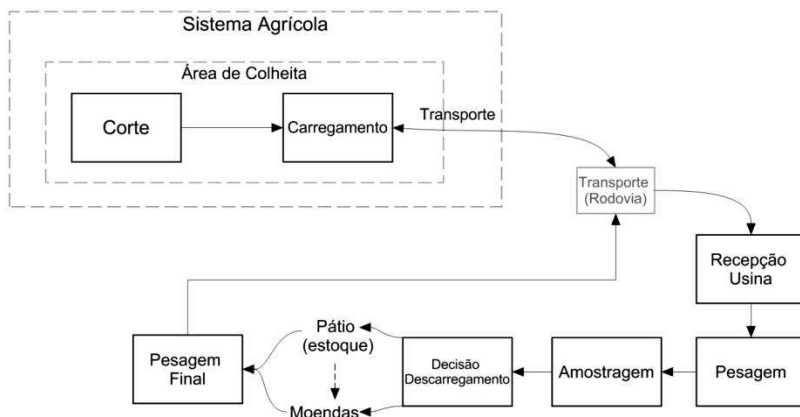
aumento de viagens por período (o mesmo procedimento pode ser realizado tanto na frente de colheita como no descarregamento da carga nos pátios das usinas)?”.

Dessa forma, com uma maior utilização dos equipamentos de transporte, o preço relacionado a este serviço logístico diminui.

Idealmente, o sistema de recepção, que compreende operações como pesagem, amostragem, armazenagem intermediária e descarga de cana nas moendas, deve operar com um fluxo de cana transportada do campo à usina que permita alimentação uniforme das moendas. Se tal situação não ocorre, pode haver paradas nas moendas, o que é altamente prejudicial à usina. No entanto, manter a moenda funcionando com quantidade de cana descarregada insuficiente para alimentá-la pode implicar desperdícios de energia e aumento de custos. O fluxo ideal de cana transportada do campo para a usina pode sofrer com algumas variações do ambiente, como clima (em dias chuvosos, o transporte sofre as consequências das dificuldades da colheita), localização das frentes de corte (quando a colheita precisa ser feita em áreas muito distantes da usina) etc. Por outro lado, a ociosidade de caminhões no pátio também é motivo de grande preocupação, pelo alto custo de investimentos, mão-de-obra e combustível, além da falta que esses caminhões fazem no campo, pois se não houver caminhões vazios disponíveis para receber a cana colhida na frente de colheita, gera-se ociosidade, envolvendo máquinas e operários. Outro fator relevante é que a cana pode se deteriorar caso permaneça por muito tempo em estoque ou em fila no pátio de descarga [114].

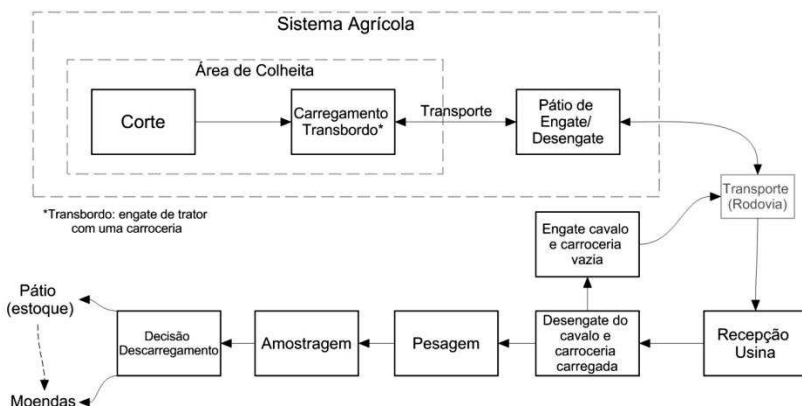
Duas formas de representação da logística são mostradas abaixo, uma delas utilizando o sistema “Bate-Volta”:

Figura 2.16 - Representação do sistema logístico do setor sucroalcooleiro



Fonte: Própria.

Figura 2.17 - Representação do sistema logístico do setor sucroalcooleiro - Sistema Bate-Volta



Fonte: Própria.

O primeiro passo da cana na usina é o preparo, no qual passa por picadores e desfibradores. Após este preparo, a cana passa por diversos módulos de moenda para extração do caldo que servirá à fabricação de açúcar ou etanol. Ao final da moenda, do colmo da cana sobra apenas o bagaço, que é a biomassa em questão. O bagaço é transportado através

de esteiras para o “pátio de bagaço”, onde é armazenado, ou é direcionado diretamente para a caldeira para geração de vapor [125].

Segundo a Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), uma tonelada de cana-de-açúcar produz em média 250 kg de bagaço e 200 kg de palha [108].

Em média, o bagaço contém cerca de 45-50% de umidade, 43-52% de fibras e 2-6% de sólidos solúveis [119].

2.3.1.2 Cogeração

Os sistemas de cogeração no setor são utilizados historicamente, como citado anteriormente, pela necessidade de vapor nos processos da usina de açúcar e/ou etanol. Segundo [125], os processos industriais que demandam vapor d’água são os processos de tratamento do caldo, evaporação e cozimento para fabricação do açúcar e destilação para fabricação do etanol.

Quanto à tecnologia de cogeração, tradicionalmente as usinas utilizam ciclos de contrapressão capazes de garantir apenas o suprimento energético da própria usina. Contudo, mesmo neste tipo de solução, algumas modificações, dentre as quais se destaca a utilização de caldeiras com maior pressão, permitem atingir um nível de eficiência energético considerável [105].

A troca dessas caldeiras tradicionais por outras mais potentes e capazes de gerar um volume muito maior de vapor com uma temperatura muito mais elevada, melhora substancialmente a eficiência energética da queima do bagaço e a quantidade de energia térmica que pode ser gerada. Como a quantidade de vapor usado como energia térmica e mecânica, em termos práticos, permanece constante, todo o vapor adicional passa a ser destinado à geração elétrica, desde que sejam instalados geradores de eletricidade compatíveis com a quantidade do vapor adicional produzido. Esse excedente energético passa a estar disponível para outro destino que não o autoconsumo, inclusive com seu despacho para as redes de transmissão do sistema elétrico local ou nacional [108].

Devido a esta necessidade maior de vapor, a tecnologia que hoje é adotada utiliza ciclos de extra-condensação. Além desta diferente configuração [118], com as novas caldeiras (40 a 80 bar), a quantidade média de energia produzida por tonelada de bagaço queimado é de 188,2 kW, enquanto que nas unidades que continuam com seus equipamentos tradicionais de baixa capacidade (22 bar), este mesmo número é de 85,8 kW.

A caldeira fornece o vapor necessário para movimentação das paletas da turbina. A turbina é acoplada a um gerador que irá produzir a energia elétrica em média tensão, na classe de 13,8 kV. Geralmente, a média tensão é elevada, em uma subestação elevadora, para 138 kV, 69 kV ou ainda 34,5 kV (menos usual), para ser transmitida por uma linha de transmissão até o ponto de conexão, onde passará a fazer parte do Sistema Interligado Nacional (SIN) [124].

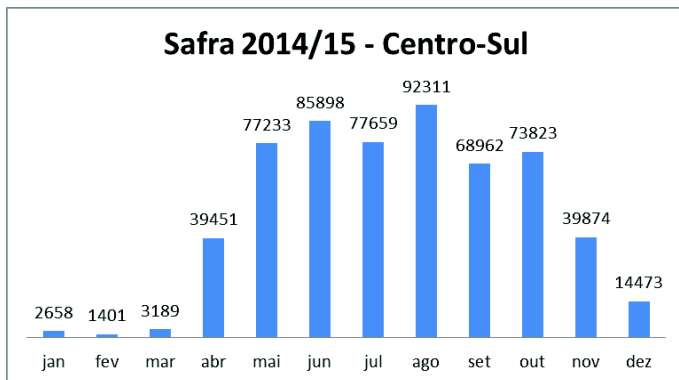
As próprias usinas sucroalcooleiras devem arcar com a subestação elevadora e a linha de transmissão até uma subestação da concessionária de energia elétrica ou até uma intersecção com a rede da concessionária. A complexidade da ligação com o sistema varia de acordo com a distância percorrida. Uma das tensões mais utilizadas, a linha de transmissão de 138 kV, pode custar de R\$ 150 mil a R\$ 300 mil por km percorrido [129].

O custo de conexão do gerador à rede de distribuição é tido como uma das maiores barreiras à viabilização da venda de energia excedente no Brasil [129].

2.3.1.3 Sazonalidade

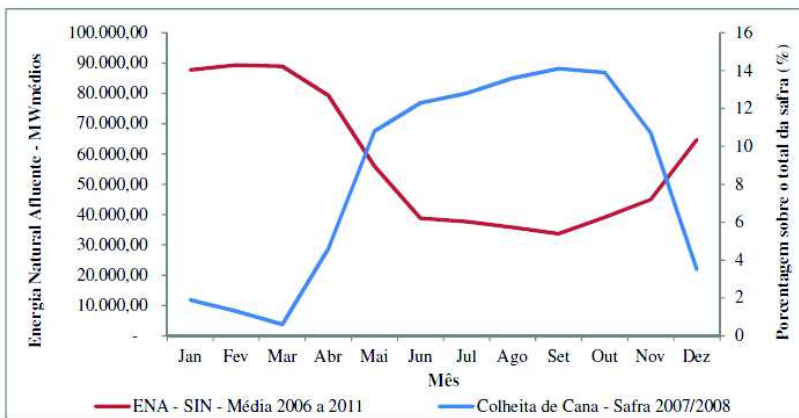
Outro ponto de interesse no que tange as usinas de biomassa através dos resíduos de cana é a sazonalidade de sua colheita, o que ocasiona uma sazonalidade na geração elétrica. O fato é que a colheita da cana para a produção de álcool ou açúcar no Sudeste, época em que há disponibilidade de bagaço para ser utilizado como combustível nas caldeiras das usinas, concentra-se principalmente no período entre os meses de abril e outubro. É nesta mesma época, conforme exposto anteriormente, que o SIN apresenta os menores valores de energia afluyente em decorrência do período de estiagem [101]. A Figura 2.19 mostra a complementaridade entre a produção de cana-de-açúcar e a ENA e a Figura 2.18 apresenta os dados da safra 2014/15 da região Centro-Sul.

Figura 2.18 - Safra 2014/15 de cana-de-açúcar Região Centro-Sul (em milhões de toneladas)



Fonte [121]

Figura 2.19 - Complementaridade entre produção de cana-de-açúcar e Energia Natural Afluyente



Fonte: [101].

Importante comentar que o planejamento governamental de 2022 para a matriz energética, divulgado pela EPE em 2013, conta com um acréscimo de capacidade de armazenamento de apenas 7 GWm, o que representa um aumento de apenas 2% em 10 anos.

O fato de os planejadores do setor elétrico avaliarem o setor da cana como sendo sazonal fez com que houvesse várias reduções na referência tarifária estabelecida pela Eletrobras [110].

[101] comenta que fica claro que a sazonalidade de geração elétrica através dos resíduos de cana pode ser um fator positivo no desenvolvimento da fonte ao invés de um complicador. Pois, além de contribuir para o aumento da segurança energética do país, a queima dos resíduos de cana poderia contribuir para a redução da necessidade de acionamento das termoeletricas (que entram em operação nos períodos em que usualmente ocorre redução acentuada na produção hidrelétrica), reduzindo, desta maneira, os impactos ambientais da geração elétrica do país.

A seguir, algumas usinas do setor sucroalcooleiro que utilizam seus resíduos para geração de energia são descritas. O objetivo é obter mais informações das características do setor para a determinação de cenários factíveis para as simulações.

- Usina São Martinho (Pradópolis/SP)

Esta usina pertence ao Grupo São Martinho, que possui quatro usinas e está entre os maiores grupos sucroalcooleiros do Brasil. Atualmente, tem capacidade aproximada de moagem de 23 milhões de toneladas de cana por safra. Uma destas usinas é a São Martinho, que é uma usina de grande porte e está localizada na Região de Ribeirão Preto/SP.

Em relatório [126] de 2006 a empresa apresenta que a usina encerrou a safra em novembro, após 212 dias de safra (aproximadamente 7 meses), e processou 7,133 milhões de toneladas de cana.

Em 2011 a usina teve moagem próxima de 8,5 milhões de toneladas de cana, sendo a maior processadora de cana do mundo. Em 2012, o Grupo anunciou investimentos na usina de cogeração, que produziria um excedente de energia elétrica para comercialização avaliado em 244.000 MWh na safra de 2013/14 [126].

Atualmente em Pradópolis, a ANEEL [100] tem registro de duas usinas: uma com potência fiscalizada de 73 MW, sendo São Martinho S.A o proprietário. Outra, de propriedade de São Martinho – Energia S.A, com potência fiscalizada de 39,5 MW. Ambas registradas como PIE (Produtor Independente de Energia).

- Usina Cerradinho (Catanduva/SP)

Em 2002, inaugurou sua primeira unidade de cogeração de energia elétrica a partir da queima do bagaço de cana, com capacidade instalada de 25 MW, sendo a pioneira junto ao BNDES no primeiro projeto aprovado e financiado pelo banco [112].

Na safra de 2008 processou 2,4 milhões de cana-de-açúcar, de abril a novembro. A capacidade instalada neste ano era de 50 MW, sendo 14 MW para consumo próprio e 36 MW para exportação [112]. Para cálculo de energia gerada, [112] utiliza como base um período de 7 meses.

Atualmente, com nome de Catanduva, a ANEEL registra potência fiscalizada para este PIE de 75 MW.

- Usina Santa Isabel (Mendonça/SP)

Segundo [112], em 2008 a unidade de Mendonça possuía capacidade de moagem diária de 12.000 toneladas. Sua capacidade de geração de energia é de 39 MW, sendo que deste total, 17 MW são utilizados pra consumo próprio e 22 MW são comercializados para a rede, contratados com a ELETROBRAS pelo PROINFA. Tinha capacidade de moagem de 2,5 milhões de toneladas de cana-de-açúcar. O regime de operação é apenas na safra, ou seja, gera-se energia apenas entre abril e novembro (8 meses).

Atualmente, a ANEEL registra este PIE, agora chamada Fartura, com potência fiscalizada de 62 MW.

- Usina Santa Cândida (Bocaína/SP)

Segundo dados de 2008, [112] a planta industrial processa aproximadamente 2,9 milhões de toneladas de cana por safra. Anexa à planta de produção, há uma usina termoelétrica com capacidade instalada de 29 MW, que gera em média 23 MW, sendo 8 MW utilizados para consumo próprio e 15 MW comercializados. Ainda sobram 6 MW, utilizados como reserva para garantia contratual.

Conforme site do Grupo Energisa [131], o bloco de energia exportado pela usina para o ano/safra 2012 foi de 58.941 MWh. [112] cita que a usina de geração opera apenas durante os 8 meses da safra.

- Usina Catanduva (Ariranha/SP)

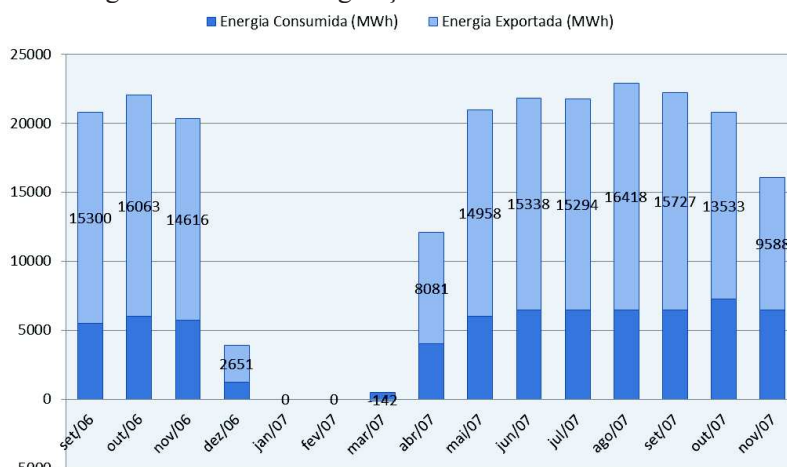
Durante as safras 2007/08 e 2008/09 a usina processou em média 4 milhões de toneladas de cana. A capacidade instalada da usina é de 12 MW e o consumo médio para seu funcionamento é de 10 MW. A operação ocorre apenas na safra, que dura 8 meses. A usina não gera excedente para venda [112].

A ANEEL registra esta usina como APE (Autoprodutor de Energia) com potência fiscalizada de 9 MW.

- Usina Pioneiros (Sud Mennucci/SP)

Em 2008 a usina possuía licença para a instalação de 64 MW, sendo que tinha instalado apenas 42 MW [124]. Um histórico da geração e consumo de setembro de 2006 a novembro de 2007 é apresentado pelo autor. Percebe-se que a safra varia de abril a novembro.

Figura 2.20 - Perfil de geração e Consumo - UTE Pioneiros



Fonte: [124]

[124] explica o perfil de geração da UTE Pioneiros:

Como se pode perceber, pela variação na energia produzida ao longo dos meses, é difícil que uma usina termelétrica a bagaço de cana mantenha sua

geração constante durante o período de safra, como alguns agentes de distribuição gostariam que fosse, pois o processo de geração está atrelado a outro processo de produção, estando sujeito a diversos tipos de problemas, como quebra de equipamentos, falta de matéria prima devido às chuvas, variações no *mix* de produção de açúcar e álcool, problemas de conexão, etc.

A ANEEL atualmente registra a Usina Pioneiros como um PIE com potência fiscalizada de 42 MW.

2.4 AVALIAÇÃO DA ADEQUAÇÃO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

A avaliação da adequação de sistemas de potência tem sido historicamente feita utilizando duas diferentes abordagens: a determinística e a probabilística. A abordagem probabilística é baseada na modelagem matemática do comportamento estocástico dos componentes do sistema e da forma como o mesmo é operado [85]. Métodos com esta abordagem adotam uma representação mais completa, e conseqüentemente mais complexa, do sistema que a abordagem determinística [91].

A abordagem probabilística, apesar de computacionalmente mais intensa, é a única capaz de avaliar o risco de interrupções no suprimento da carga e suas conseqüências econômicas de uma forma precisa [85].

2.4.1 Avaliação da Adequação de Sistemas de Geração e Transmissão

Os estudos para avaliação da adequação de sistemas de geração e transmissão, ou simplesmente sistemas compostos, incluem modelos detalhados para as unidades geradoras, carga e linhas de transmissão. Desta forma, os estudos de sistemas compostos incluem diversas variáveis, como limitações de tensões, limites máximos de carregamento das linhas de transmissão e considerações sobre potência ativa e reativa [85][95].

Conforme cita [91], estes estudos podem ser realizados utilizando um intervalo de tempo de longo prazo (análise de longo prazo das condições estáticas) e de curto prazo (requisitos de reserva operativa).

A adequação de um sistema composto pode ser avaliada para o sistema como um todo, para subseções deste sistema (para a geração,

para a transmissão ou para os dois subsistemas juntos) e para cada barra de carga [95].

Uma falha no subsistema de geração é caracterizada pela inexistência de geração suficiente para suprir a carga do sistema: o montante de carga cortada corresponde à diferença entre a carga do sistema e o monte de geração disponível. Uma falta no subsistema de transmissão ocorre quando há corte de carga mesmo que existindo capacidade de geração suficiente para suprir a carga do sistema. As demais falhas são atribuídas ao subsistema composto desde que causada simultaneamente por déficit de geração e capacidade de transmissão [91].

2.4.2 Modelos dos Componentes

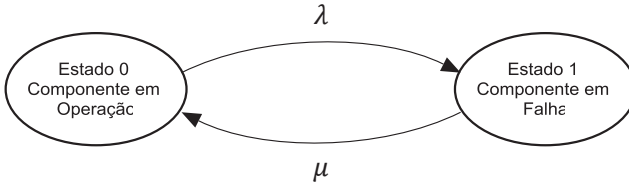
O sistema elétrico de potência é composto por um conjunto dos mais variados componentes, tais como geradores, cargas, transformadores, linhas de transmissão, entre outros. Processos de Markov têm sido utilizados na avaliação de confiabilidade para modelar o comportamento de equipamentos e sistema [93].

Problemas de confiabilidade são normalmente modelados como discretos no espaço e contínuos no tempo. Os componentes permanecem em um dos estados, até que uma transição para outro estado ocorra, onde residirão até a próxima transição [91].

A capacidade dos componentes do sistema depende de dois modelos distintos: modelo estocástico de ciclo de falha/reparo (Processos de Markov) e o modelo da capacidade dependente no tempo [91].

Quanto ao primeiro modelo, a modelagem de Markov a múltiplos estados é o caso mais geral para a representação de modelos estocásticos de componentes, sendo utilizado para a representação de usinas com vários patamares de geração, curvas de carga, dentre outros. Já o modelo de Markov de dois estados é relacionado com a disponibilidade do componente, isto é, as transições entre os estados *up* e *down*. Utilizado usualmente para representação da saída simples de circuitos e geradores, onde apenas dois estados são possíveis: operativo e falho [93], como mostrado na Figura 2.21.

Figura 2.21 - Diagrama de espaço de estados de Markov



Fonte: Adaptado de [85].

sendo λ e μ as taxas com que o componente transita de um estado para o outro. Desta forma, [85] define:

$$\lambda = \text{taxa de falha} = \frac{1}{\text{MTTF}} \quad (2.10)$$

$$\mu = \text{taxa de reparo} = \frac{1}{\text{MTTR}} \quad (2.11)$$

sendo que o MTTF (*Mean Time To Failure*) é o tempo médio para falhar e o MTTR (*Mean Time To Repair*) é o tempo médio para reparar um componente.

Os estados dos equipamentos elétricos usualmente têm duração exponencialmente distribuída, o tempo de residência nos estados *up* e *down* são dados por [89][90]:

$$T^{\text{up}} = \frac{1}{\lambda} \ln U_1 \quad (2.12)$$

$$T^{\text{down}} = \frac{1}{\mu} \ln U_2 \quad (2.13)$$

onde U_i é um número uniformemente distribuído amostrado do intervalo $[0,1]$.

Além disso, as probabilidades de longo prazo de o componente estar operando ou em falha são dadas pelas Equações 2.14 e 2.15 [85]:

$$P_0^{\text{operação}} = P_0(\infty) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (2.14)$$

$$P_1^{\text{falha}} = P_1(\infty) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (2.15)$$

Segundo [91], o segundo modelo é voltado à representação da dependência no tempo da capacidade de componentes. Esta característica de dependência no tempo é capturada por séries discretizadas no tempo com uma probabilidade associada. Geralmente são series sintéticas ou obtidas através de anos de observações. Como exemplo tem-se a saída de potência de uma unidade geradora de uma usina hidrelétrica, que depende nos níveis de água nos reservatórios e afluências. Outro exemplo são os modelos de geração eólica, onde são utilizadas séries de vento para determinação da geração.

2.4.3 Simulação de Monte Carlo Sequencial (SMCS)

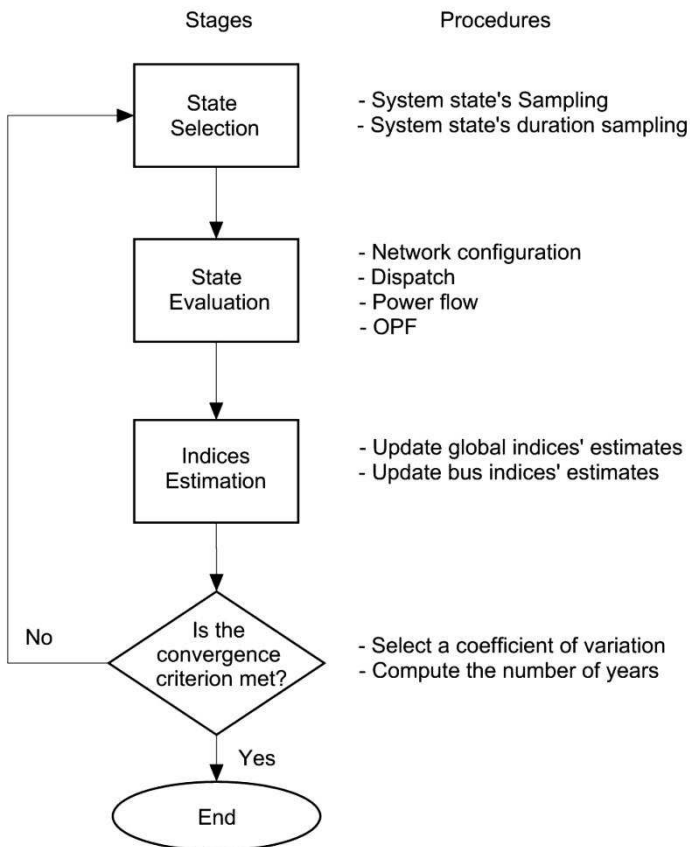
A adequação de sistemas elétricos de potência pode ser avaliada utilizando-se métodos analíticos ou simulação. Os métodos analíticos são simples e facilmente utilizados. Eles contam com a análise matemática para calcular o valor exato dos índices ou, ao menos, aproximações suficientemente próximas [85]. Por outro lado, métodos de simulação fornecem estimativas dos índices, delimitados por um intervalo de confiança, através da simulação do comportamento estocástico do sistema de potência [95].

Uma simulação de Monte Carlo (SMC) modela a ocorrência de eventos estocásticos a partir de três estágios de avaliação: (i) seleção de estados, (ii) avaliação de estados e (iii) estimação de índices. Neste método, uma das principais características é a possibilidade de definir parâmetros dos componentes, taxa de falha e reparo, como variáveis aleatórias definidas por funções de distribuição de probabilidade [89][90].

A SMCS simula eventos em ordem cronológica, desta forma, conforme a simulação avança no tempo o método cria uma sequência aleatória e sintética de estados.

O algoritmo da SMCS é baseado nos seguintes passos gerais:

Figura 2.22 - Estrutura da Simulação de Monte Carlo Sequencial



Fonte: [97]

2.4.4 Índices de Confiabilidade

Em termos gerais, índices de confiabilidade podem fazer referência a índices de previsão de desempenho e de desempenho passado [87]. O primeiro tipo fornece informações normalmente associadas ao planejamento e serão descritos abaixo.

Índices de confiabilidade podem ser categorizados [85].

- Índices de probabilidade:

LOLP (*Loss of Load Probability*) – Probabilidade de corte de carga;

LOLE (*Loss of Load Expectation*) – Número médio de horas (dias ou semanas) durante o período de avaliação (geralmente anual) com corte de carga – hora/ano.

- Índices de energia:

EPNS (*Expected Power Not Supplied*) – carga media cortada – MW;

EENS (*Expected Energy Not Supplied*) – energia media cortada durante o período de tempo avaliado (geralmente anual) – MWh/ano.

- Índices de frequência e duração:

LOLF (*Loss of Load Frequency*) – número médio de eventos de corte de carga durante o período de tempo avaliado (geralmente anual) – ocorrência/ano.

LOLD (*Loss of Load Duration*) – duração media de um evento de corte de carga – hora/ocorrência.

Os índices de confiabilidade são estimados utilizando-se funções-teste, as quais convertem suas definições em formulação matemática. Índices de confiabilidade são valores esperados destas funções-teste e contém implicitamente distribuições de probabilidade [95].

Os índices de confiabilidade obedecem a funções teste G. Assim, $\tilde{E}[G]$ é uma média do valor esperado do índice, e é dado por [99]:

$$\tilde{E}[G] = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N G(y_n)$$

onde N é o número de amostras anuais simuladas e, $G(y_n)$ é a função teste de cada ano n simulado.

Há uma incerteza associada a $\tilde{E}[G]$, pois a função teste é dependente de variáveis aleatórias e será diferente para cada ano. A medida dessa incerteza é dada pela variância do estimador [99]:

$$\text{Var}(\tilde{E}[G]) = \frac{\text{Var}(G)}{N}$$

onde $\text{Var}(G)$ é a variância da função teste e N é o número de amostras. Assim, quanto maior a quantidade de amostras, mais preciso será o resultado da simulação [98].

A convergência dos métodos de SMC é monitorada pelo coeficiente de variação β , medida de dispersão da variável aleatória relativa ao valor central [91]:

$$\beta = \frac{\sqrt{\text{Var}(\tilde{E}[G])}}{\tilde{E}[G]} \times 100\%$$

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Atualmente, vários incentivos estão disponíveis para tecnologias de GD de pequena escala baseados em fontes de biomassa para a utilização como sistema de geração de eletricidade. De fato, pesquisas sobre células combustíveis e aplicações reais de microturbinas tem revelado a biomassa como o sistema de conversão, gerando, por exemplo, o biogás para ambas as instalações. À medida que as aplicações de geração a biomassa crescem em tamanho, os sistemas de CHP também crescem para lidar com a geração de calor e eletricidade. Além disso, na maioria das vezes, estes sistemas GD de pequena escala são baseados nas já bem conhecidas turbinas térmicas, o que facilita o entendimento em seu comportamento quando ocorrem distúrbios no sistema.

Adicionalmente, algumas necessitam interface de eletrônica de potência para conexão à rede elétrica (p.e. determinadas tecnologias de microturbinas), o que é, na verdade, uma vantagem do ponto de vista da estabilidade, enquanto outros são ligados diretamente na rede, causando um efeito local na rede de distribuição. Assim, tecnologias de GD de pequena escala que podem operar com diversos combustíveis em uma ampla categoria, como com vários tipos diferentes de resíduos, proporcionam segurança na operação sem afetar de forma adversa a eficiência na combustão, custos de operação e manutenção, níveis de emissão, e confiabilidade.

Os estudos demonstram que um importante e determinante ponto na disseminação de tecnologias de GD que possibilitem o uso destas fontes renováveis localmente é a maturidade destas. Assim como no

passado ocorreu com a geração hídrica o caráter decrescente da curva de aprendizado, além da exploração de economias de escala, faz com que os custos ao longo do tempo diminuam.

Os estudos técnicos quanto à inserção destas tecnologias vêm ocorrendo, porém [103] a bioeletricidade não está sendo devidamente precificada nos leilões de energia genéricos, ou seja, onde ocorrem múltiplas fontes, não aproveitando sua principal característica para o SIN que é a complementariedade com a geração hídrica.

Portanto, o estímulo à maior participação da bioeletricidade na matriz é uma ação de política energética importante e correta para o sistema elétrico e para a modicidade tarifária. O ONS poderá despachar esta energia de custo baixo e absolutamente previsível no período seco de maneira inflexível, podendo assim deslocar a “pilha de usina” e fazer com que as usinas com elevado CVU sejam despachadas o mínimo possível e possam exercer a sua real e necessária vocação: atuar como backup do sistema [103].

3. PROPOSTA DE MODELAGEM DO SETOR LOGÍSTICO DE UMA USINA DE CANA-DE-AÇÚCAR

A proposta é baseada em [88], que acrescenta uma nova carga até então não considerada nos métodos de avaliação da segurança do suprimento de longo prazo, que são os Veículos Elétricos (VEs), considerando que seu desenvolvimento e penetração em larga escala no futuro deve tanto impactar no aumento da carga, como servir de oportunidade para o setor elétrico.

Geralmente, na avaliação probabilística nos estudos de adequação dos sistemas de geração, a representação dos estados dos componentes dos sistemas elétricos é feita através do modelo tradicional de Markov. Sendo que as unidades de geração hidrelétrica e as térmicas são modeladas conforme o modelo de Markov de dois estados e turbinas eólicas e unidades solares através do modelo de Markov multiestados [88].

Já [88] apresenta, como sua principal contribuição, um modelo de VEs baseado no Processo de Poisson Não-Homogêneo (NHPP), que foi desenvolvido para melhor representar a mobilidade urbana motorizada e a oportunidade de VEs em prover reserva girante ao sistema elétrico. A simulação consiste em combinar ambos os processos de Poisson e Markov em uma Simulação de Monte Carlo Sequencial (SMCS) para medir o impacto dos VEs na avaliação da adequação de sistemas de geração.

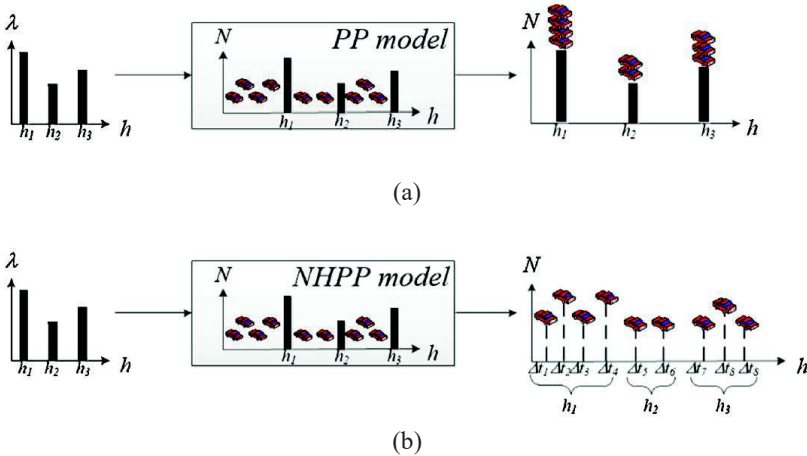
Como cita [65], os principais pontos a ser avaliados para viabilizar um empreendimento de geração de energia elétrica à biomassa são a escala do mesmo e a garantia de suprimento de matéria-prima. Desta forma, o objetivo principal da inclusão de um modelo baseado no NHPP neste trabalho é avaliar como o sistema logístico impacta a geração de energia elétrica da usina de cana-de-açúcar e, conseqüentemente, a confiabilidade do sistema elétrico avaliado.

O objetivo do modelo de logística é estimar o número de composições de transporte (caminhões) que chegam à usina para o descarregamento da cana baseado em uma distribuição de chegadas de acordo com os tempos dos ciclos correspondente à ida ao campo para carregamento e volta à usina para descarregamento.

[88] apresenta dois modelos do padrão de mobilidade. O primeiro modelo, Figura 3.1(a), é baseado no Processo de Poisson (PP) que é um processo estocástico que apenas conta o número de eventos (chegadas) baseado em um parâmetro de taxa (λ) para um período de tempo fixo, e representa o número esperado de eventos que ocorre por hora. O segun-

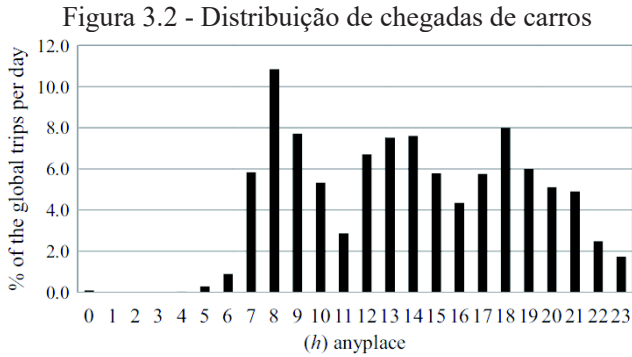
do modelo, Figura 3.1(b), baseado no NHPP, visa analisar a variação da carga dos VEs para um período de tempo considerando que o tempo remanescente do VE, no modo de carregamento de bateria, segue uma distribuição exponencial e seu parâmetro de taxa é dependente no tempo dado por $\lambda(t)$.

Figura 3.1 - Modelos de padrão de mobilidade



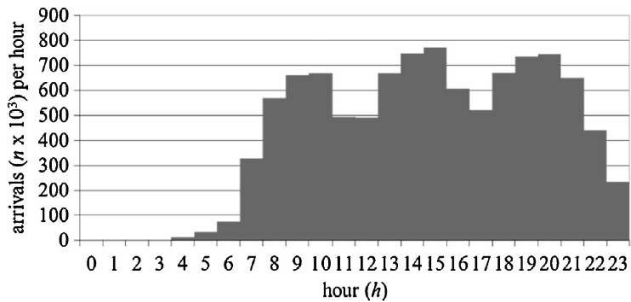
Fonte: [88]

Ambos os modelos são baseados nos mesmos dados de entrada, mostrados na Figura 3.2. A diferença consiste principalmente em como o processo de contagem é calculado. As chegadas representam processos estocásticos sobre diferentes resoluções de tempo. As Figuras 3.3 e 3.4 são amostras geradas pelos modelos PP e NHPP, respectivamente.



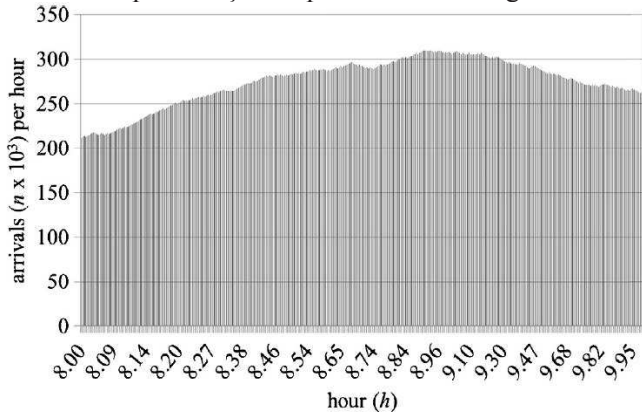
Fonte: [88].

Figura 3.3 - Processo de contagem cronológico ao longo do dia



Fonte: [88].

Figura 3.4 - Representação do processo de contagem “intra-hour”



Fonte: [88].

3.1 USINA DE CANA-DE-AÇÚCAR

Para a construção de um modelo que representasse o funcionamento de uma usina de cana-de-açúcar buscou-se na literatura estudos do setor sucroalcooleiro que pudessem embasar esta modelagem. Isto se deve à necessidade de se ter pontos de referência para a modelagem e para comparar os valores simulados com os valores do funcionamento da usina real.

Devido ao nível de desenvolvimento do setor, foram encontrados vários trabalhos focados nos diferentes pontos da cadeia. Um deles, e que foi escolhido pela riqueza dos dados, é o [113]. Este estudo foi realizado com o objetivo de analisar o desempenho do sistema de descarga de cana da Usina São Martinho (Pradópolis/SP), compreendido da balança até as moendas, e investigar configurações e políticas alternativas para este sistema [113].

[113] registrou em seu trabalho que a Usina estava constantemente em busca do aprimoramento logístico através de novas técnicas gerenciais e que importantes passos estavam sendo dados em relação aos cortes mecanizados. Segundo relatórios do Grupo São Martinho [126], atualmente o grupo conta com 97,4% de corte mecanizado.

3.1.1 Transporte e Sistema de Tráfego

Segundo [113], todas as relações de saídas e chegadas de caminhões, do campo e da usina, passaram a contar com um sistema de comunicação por rádio e sistemas de informação em computador, sendo assim, possível se obter informações importantes tais como: condições de colheita, chuvas, quantas colhedadeiras, carregadeiras e tratores rebocados estão no campo funcionando, quebra de máquinas e caminhões, velocidade de moagem em um determinado momento. Estas informações são importantes principalmente para a alocação dos caminhões que saem da usina em direção às frentes de colheita.

Uma das metas a ser atingida no sistema de transporte da usina é diminuir a ociosidade e tempo de ciclo dos caminhões. O tempo de ciclo é compreendido desde a entrada do caminhão na usina, seu descarregamento, volta ao campo e carregamento no campo, até o seu retorno na usina, novamente. Em outras palavras, busca-se a otimização das operações que envolvem estes veículos, cujas ociosidades no campo e na área industrial, resultam em altos custos para a usina [113].

3.1.2 Caracterização dos Veículos

Há uma diferenciação entre os caminhões destinados à cana inteira e à cana picada. Os caminhões destinados ao transporte de cana inteira são do tipo Romeu e Julieta e Toco (ou “truck”). Já para a cana picada são utilizados caminhões do tipo Rodotrem, Treminhão e Romeu e Julieta [113].

Tabela 3. 1 - Frota Usina São Martinho

Tipo do Caminhão	Número de Veículos	%	Capacidade (toneladas)
Rodotrem	8	5.9	65
Treminhão	50	36.8	45
Romeu e Julieta (inteira)	60	44.1	25
Romeu e Julieta (picada)	12	8.8	25
Toco ("truck")	6	4.4	15
TOTAL	136	100	-
Núm de conjuntos reserva	30 à 35		
Núm de tratores reboques	3		

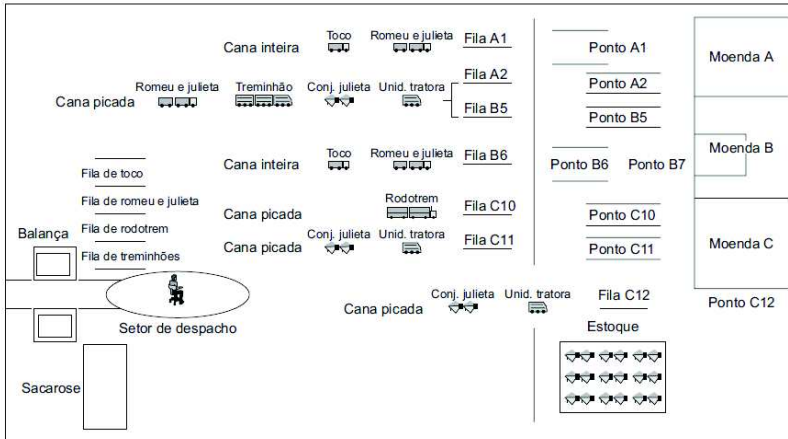
Fonte: [113].

[113] comenta que o Treminhão é um tipo de caminhão que pode proporcionar custo baixo, porém necessita de uma ordem especial para transitar nas rodovias, devendo cumprir limites de altura, largura, comprimento e peso por eixo. Os Rodotrens possuem uma capacidade bem maior que as demais e, apesar da pequena quantidade à época, a tendência é aumentar a quantidade destes e reduzir de outros de menor capacidade.

3.1.3 Sistema de Recepção

O Sistema de Recepção e seu funcionamento é mostrado na Figura 3.5 e descrito a seguir.

Figura 3.5 - Sistema de recepção de cana na Usina São Martinho



Fonte: [113].

Na chegada à usina, o caminhão passa por uma cabine com operadores que contém um sistema computadorizado que coleta dados como número do caminhão, peso, tipo de fornecedor (cana própria ou de terceiros), tipo da cana (inteira ou picada), instante de chegada nesta estação e o tipo do caminhão. Nesta estação também é realizado um sorteio para ordenar qual veículo passará pelo Laboratório de Sacarose para retirada de amostra para análise da qualidade da cana [113].

A estação de despacho conta com operadores para ordenamento dos caminhões, indicando o que deve ser feito: seguir para o pátio de estoque, descarregar em determinado ponto das moendas ou esperar em fila nesta estação até segunda ordem [113].

O estoque de julieta (ou reboques) é feito somente com cana picada dos Treminhões. A finalidade deste estoque de cana picada é garantir o suprimento nas moendas caso haja alguma descontinuidade no fluxo de abastecimento de cana vinda do campo [113].

A Usina São Martinho possui três moendas, denominadas A, B e C. As moendas A e B moem cana dos tipos inteira e picada, enquanto a moenda C somente cana picada. A capacidade prática das moendas é, respectivamente, 450 t/h, 450 t/h e 600 t/h, ou seja, a capacidade de moagem de cana da usina é de 1500 t/h ou 36 mil t/dia [113].

Depois de realizadas todas as operações no pátio de descarga, os veículos seguem direto à balança, onde são pesados vazios, para sair da usina e se dirigirem ao campo novamente [113].

3.2 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

Para a modelagem do funcionamento da usina foram necessárias algumas hipóteses e simplificações. No caso do estudo [113], [102] sumariza da seguinte forma:

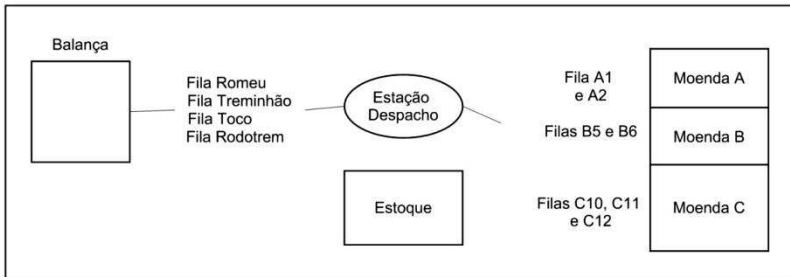
“A simulação estocástica é realizada utilizando distribuições estatísticas para representar dados de entrada. Para isso, os autores consideraram as seguintes hipóteses no modelo estocástico de simulação: (i) trata-se de um sistema fechado em que o tempo médio total que os veículos permanecem no campo (viagem de ida e volta, tempo de espera e processo de carregamento na frente de corte de cana) é representado por uma distribuição de probabilidade, para cada tipo de veículo, e é determinada a partir dos dados coletados em um típico dia de operações. É importante destacar que os autores consideraram que a distância entre talhões de colheita e que as condições operacionais de corte, carregamento e transporte se mantenham no período da safra. (ii) o processo de viagem e carregamento no campo é considerado independente entre os veículos. Portanto, cada veículo permanece no campo um tempo determinado pela distribuição de probabilidade, a qual depende do tipo de veículo. O que na prática, há uma dependência entre os veículos, principalmente no processo de carregamento. (iii) o tempo de moagem depende da capacidade da moenda e da sua carga transportada. Aqui os autores consideram que as moendas operam de modo ininterruptos e com capacidade total. (...) considerando as simplificações e as hipóteses, e em razão de seu caráter aleatório, traz alguns desvios em relação aos resultados dos dados obtidos em uma dia típico de operação (amostra). Apesar disso, os autores consideraram os resultados como aceitáveis e que os resultados podem ser utilizados para medir o desempenho do sistema.”

O sistema “Bate e Volta” do rodotrem não é considerado no modelo, pois é uma operação que ocorre em estação anterior à balança. Sendo assim, o caminhão rodotrem é tratado como os demais caminhões

no processo de chegada na balança, pois os dados disponíveis tratam somente das operações a partir desta estação [113].

A autora faz simplificações buscando uma modelagem mais simples do sistema, pois, segundo ela, uma complicação desnecessária pode fazer com que ocorram desvios quanto aos objetivos principais do estudo. A representação simplificada do modelo é mostrada abaixo.

Figura 3.6 - Sistema de descarga simplificado da Usina São Martinho



Fonte: [113].

Levando em consideração que o objetivo é a geração de uma série anual de chegadas, algumas simplificações foram feitas e são descritas a seguir.

3.2.1 Tipo do caminhão e tamanho da frota

Considerou-se que utilizar apenas um tipo de caminhão simplificaria a modelagem e não prejudicaria os resultados. Para definição do tipo a ser utilizado, uma operação matemática simples foi realizada para se encontrar a capacidade média da frota considerando a quantidade de cada caminhão e a capacidade de cada um. Assim, uma média ponderada foi feita e é mostrada abaixo.

Tabela 3.2 - Determinação da capacidade média ponderada da frota

Tipo	Qtdd	%	Capac. (t)	Cap. (t) x %
Rodotrem	8	6%	65	3.82
Treminhão	50	37%	45	16.54
Romeu e Julieta (inteira)	60	44%	25	11.03
Romeu e Julieta (picada)	12	9%	25	2.21
Toco	6	4%	15	0.66
TOTAL	136	1		34.26

Devido ao valor da capacidade encontrado e pelas características de engate e desengate de reboques no estoque, transporte dos dois tipos de cana (picada e inteira) e, segundo a autora, proporcionar baixo custo, o tipo de caminhão escolhido foi o Treminhão.

Para determinação do tamanho da frota foi utilizado o método apresentado por [120] para o seu caso-base. Para isso, os valores da Meta de Produção (t/dia), capacidade do caminhão (toneladas), tempo médio de ciclo do caminhão (minutos) e tempo disponível (minutos) são necessários. O valor da Meta de Produção a ser utilizado é de 36 mil toneladas, que é o valor da capacidade diária de moagem. Este valor significa considerar apenas uma Frente de Corte.

O tempo médio de ciclo utilizado foi de 197.2 minutos (soma dos tempos médios mostrados nas distribuições a seguir).

Como é considerado que o funcionamento do sistema logístico é contínuo (24h/dia), o tempo disponível é de 1440 minutos. A capacidade diária de transporte de cada caminhão, dada em toneladas por dia por caminhão, é:

$$\text{Cap. diária} = \frac{\text{tempo disponível}}{\text{tempo médio de ciclo}} \cdot (\text{cap. caminhão}) \quad (3.1)$$

O valor do tamanho da frota é encontrado através de

$$\text{Frota} = \frac{\text{Meta de Produção}}{\text{Cap. diária}} \quad [\text{caminhão}] \quad (3.2)$$

Desta forma, o tamanho da frota é de 110 caminhões.

3.2.2 Distribuições utilizadas

Como comentado acima, [113] utilizou como dados de entrada as distribuições dos tempos de ciclo dos caminhões, as quais foram determinadas através de testes de aderência nos dados coletados.

As distribuições estão divididas em duas partes: os tempos de viagem ao campo para cada caminhão, que corresponde ao tempo em que o caminhão permanece fora do sistema de descarga, e os tempos de atendimento em cada moenda para cada tipo de caminhão.

Para a primeira parte, tempo de viagem ao campo, como explica [113], a Figura 3.7, gerado pelo *software Best-Fit*, compara a distribuição dos dados de entrada com a curva de distribuição lognormal. Estes dados constam do tempo médio de permanência fora do sistema de des-

carga da usina. Corresponde ao tempo de viagem (ida e volta do campo), mais o tempo de processamento e espera no campo. A maior porcentagem dos dados fica no intervalo de 58 a 579 minutos.

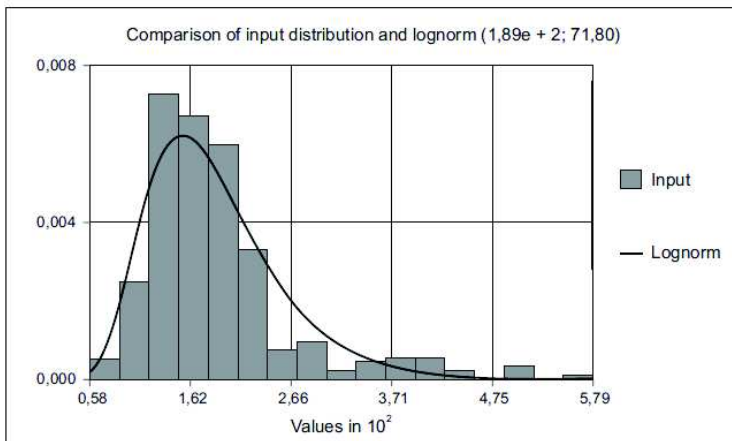
Realizou-se o teste de aderência de *kolmogorov-Smirnov* com 5% de significância, para a hipótese de que os dados de entrada podem ser representados por uma distribuição lognormal. De acordo com este teste, a hipótese não pode ser rejeitada. No *ranking* de distribuições que melhor aderem à distribuição dos dados de entrada, a distribuição lognormal ocupa o primeiro lugar [113].

Outros resultados desta análise são:

- Média = 189.4 minutos por caminhão;
- Desvio Padrão = 80.6;
- Mínimo = 58 minutos por caminhão;
- Máximo = 579 minutos por caminhão;

Tanto esta como outras distribuições apresentam uma diferença do desvio padrão nos resultados apresentados e no gráfico. Os valores utilizados foram os resultados oficialmente apresentados pela autora após o teste de aderência. Desta forma, neste caso o desvio padrão é 80.6.

Figura 3.7 - Tempo de viagem de caminhões treminhões ao campo



Fonte: [113].

Para a segunda parte, tempo de atendimento de cada moenda para cada tipo de caminhão, a escolha foi pela moenda C, pois esta só recebe cana picada, que é o tipo de carga do treminhão. As moendas A e B recebem tanto picada como inteira. [113] cita que os treminhões também descarregavam nas moendas A e B, porém apenas em caso de falta de cana inteira e utilizando unidades tratoras.

Realizando-se a análise no *Best-Fit*, e baseando-se nos resultados no teste de *kolmogorov-Smirnov* com 5% de significância, não se rejeitou a hipótese da distribuição dos dados ser representada por uma distribuição Normal.

Outros dados obtidos com esta análise são [113]:

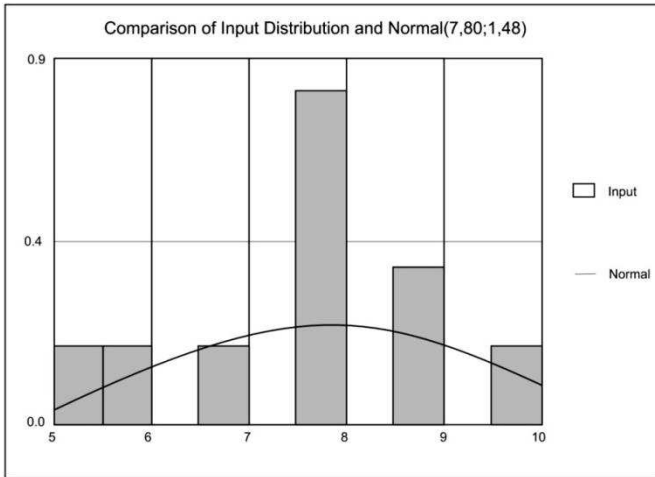
- Média = 7.80 minutos;
- Desvio Padrão = 1.476;
- Mínimo = 5 minutos;
- Máximo = 10 minutos.

Com relação ao *ranking* de distribuições que melhor se aderem a distribuição dos dados de entrada a distribuição Normal ocupa o segundo lugar. A distribuição com classificação acima desta é uma distribuição que não está disponível no *software Arena (Logistic)*. Neste caso, a expressão da normal é dada da seguinte forma [113]:

Norm(7.80;1.48)

Na área industrial, da mesma forma que na área de colheita – onde foi considerada apenas uma Frente de Corte – é considerada apenas uma Moenda, com a capacidade de moagem agregada (1500 t/h). Ou seja, simplifica-se o sistema para um ponto de carregamento e um ponto de descarregamento.

Figura 3. 8 - Tempo de atendimento na Moenda C para caminhões treminhões



Fonte: [113].

3.2.3 Geração de Energia Elétrica

A geração de energia elétrica neste caso é diretamente ligada com o contínuo abastecimento do sistema produtivo. Para isto acontecer, como foi comentado, um estoque é mantido.

Um estudo [127] em uma usina real que tem moagem diária de 12 mil toneladas, ou 500 t/h, registra uma variação do estoque de cana no pátio que varia de duas a quase quatro vezes a sua capacidade de moagem. Este valor representa a quantidade de horas que as moendas se mantem em atividade mesmo com algum problema no abastecimento.

Como a disponibilidade de bagaço para queima é resultado do processo de moagem, ou seja, depende do sistema logístico, é definida a seguinte lógica para geração de cada hora:

$$\text{geração}_{\text{hora}}[\text{PU}] = \begin{cases} 1, & \text{se (estoque} \geq \text{cap. queima} * \text{meta)} \\ \frac{\text{estoque}}{\text{cap. queima} * \text{meta}}, & \text{se (estoque} < \text{cap. queima} * \text{meta)} \end{cases} \quad (3.3)$$

sendo:

estoque quantidade de bagaço em estoque no momento [t];

cap.queima capacidade de queima de bagaço [t];
meta dimensão do estoque de bagaço para suprir variações.

O parâmetro *cap.queima* foi definido sendo 1/4 do valor da capacidade de moagem, devido à relação (1 t cana = 250 kg bagaço), ou seja, 375 t/h. Um valor maior não faria sentido pois o sistema logístico não teria condições de garantir suprimento contínuo. E um valor menor formaria grandes estoques de uma matéria-prima com 50% de umidade e contendo açúcar residual. [119] cita os graves problemas com isso quando não se tem métodos e estrutura para armazenamento, como é o caso da maioria das usinas do setor.

O parâmetro *meta*, pelo que foi comentado de [127] e observado em outros estudos com usinas reais, define-se inicialmente como 2 (dois).

Desta forma, o valor da disponibilidade, através de $geração_{hora}$, tem um valor variando entre 0 e 1, que durante a simulação é multiplicado pela capacidade de geração da usina.

Importante comentar que o algoritmo se baseia em uma estrutura de uma usina real com uma determinada capacidade de produção, porém pode ser utilizado para qualquer tamanho de usina, desde que o valor da sua capacidade seja modificado na planilha de entradas.

3.3 MODELO DE LOGÍSTICA UTILIZANDO PROCESSO DE POISSON NÃO-HOMOGÊNEO

A característica principal do modelo NHPP é a representação das chegadas das composições de transporte continuamente e individualmente. Isto faz com que seja possível verificar se a flexibilidade dos sistemas de geração é suficiente para suprir as possíveis variações abruptas no abastecimento de cana-de-açúcar na mesma base de tempo das transições de estado das unidades de geração.

Para a utilização desta ferramenta, é necessário um estudo para definir como a logística para abastecimento de matéria-prima se comporta, através do levantamento das distribuições dos tempos de ciclo. Desta forma, é possível obter a distribuição de chegadas ao longo do dia, com dependência no tempo.

O $\lambda(t)$ é o número esperado, dependente no tempo, de chegadas de composições de transporte ao longo do dia de acordo com as distribuições dos tempos de ciclo, como mostrado na Figura 3.2. Esta depen-

dência faz com que seja possível calcular a chegada contínua individualmente.

Após, uma série anual do número de chegadas de composições de transporte e os tempos de chegada é amostrada baseada no NHPP. Como explica [88], o NHPP consiste em gerar processos bidimensionais. As chegadas formam um processo unidimensional com taxa λ , permitindo o uso dos dados da Figura 3.2, onde as posições são uniformes no intervalo $[0, \lambda]$. Os tempos de chegadas formam a segunda dimensão do processo. Cada chegada do processo unidimensional é rejeitada com probabilidade $1 - \lambda(T_{an})/\lambda_{máx}$. O pseudocódigo mostrado abaixo é baseado no método de aceitação-rejeição, e descreve um NHPP, onde $\lambda_{máx}$ é o máximo valor de $\lambda(t)$ da distribuição de chegadas, τ é o período observado, t é o tempo de chegada do veículo, i é o contador de iteração, U_i e V_i são números randômicos uniformemente distribuídos, n é a chegada do veículo aceita que prosseguirá para o descarregamento e T_{an} é o tempo da chegada aceita. O pseudocódigo é executado uma vez por dia em um período anual, pois as distribuições utilizadas são levantamentos de dias típicos de operação.

A cada nova chegada, o estoque da cana é atualizado. O acompanhamento do estoque da cana é uma importante ferramenta de análise do desempenho do sistema logístico. Desta forma, o estoque sofrerá duas formas de variações: a soma da carga recém-descarregada e a moagem naquela hora.

Figura 3.9 - Pseudocódigo de uma variável randômica gerada pelo NHPP

```

i ← 0 //iteration counter
n ← 0 //number of experiments
t ← 0 //arrival time
λmax ← maxλ(τ)
while t < 24 do
  i ← i + 1
  Ui ← U(0,1) //random number sampled at [0,1]
  t ← t -  $\frac{1}{\lambda_{max}}$  ln(Ui)
  Vi ← U(0,1) //random number sampled at [0,1]
  if Vi <  $\frac{\lambda(t)}{\lambda_{max}}$  then
    n ← n + 1
    Tan ← t
  end
end
end

```

Fonte: [88]

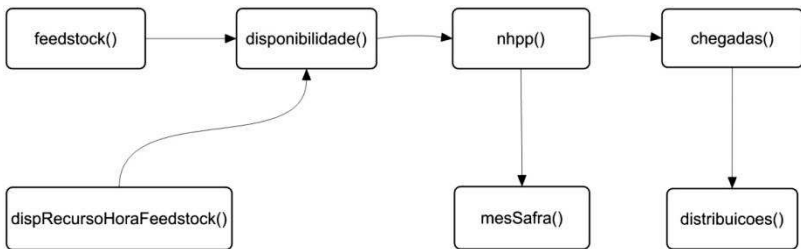
Como citado na revisão sobre o setor sucroalcooleiro, uma das importantes decisões que a gerência terá é a de definir estratégias de

safra, que afetará diretamente a produção de açúcar e etanol e, consequentemente, afetará a quantidade de bagaço disponível para queima e geração de energia.

3.4 ESTRUTURA DO ALGORITMO PROPOSTO

O algoritmo implementado é rodado anualmente e tem o objetivo de fornecer os valores de disponibilidade da usina à biomassa para todas as horas daquele ano. De forma simplificada, sua estrutura é mostrada e explicada abaixo.

Figura 3.10 - Estrutura do algoritmo



Fonte: Própria.

O método *feedstock()* é um construtor vazio que inicializa as variáveis globais e é requisitado pelo programa principal para rodar anualmente uma nova série que será acessada posteriormente por *dispRecursoHoraFeedstock()*.

O método *distribuicoes()* é requisitado por *chegadas()* a cada nova chegada para retornar um novo tempo de ciclo de um determinado caminhão através do sorteio de valor distribuído conforme as distribuições utilizadas como dados de entrada.

O método *chegadas()* é requisitado por *nhpp()*. Para cada caminhão da frota o método *distribuicoes()* auxilia a registrar em quais horas houve uma chegada, assim, ao final da simulação das 24 horas para cada hora, são somados os valores registrados de cada caminhão. Assim, tem-se o valor esperado de chegadas $\lambda(t)$ para cada hora do dia.

O método *mesSafra()* fornece ao método *nhpp()* o valor mensal da safra, conforme a estratégia utilizada.

O método *nhpp()* chama dois métodos a cada 24 horas: *chegadas()* e *mesSafara()*. Assim, cada dia de cada mês terá valores esperados

de chegadas $\lambda(t)$ para este método gerar uma série anual de chegadas, conforme descrito na seção anterior.

O método *disponibilidade()* utiliza a série gerada pelo método *nhpp()* para simular o funcionamento da usina, considerando o desempenho do sistema logístico, acompanhando a variação do estoque de cana-de-açúcar e de bagaço para então determinar a disponibilidade de geração de energia elétrica para todas as horas do ano.

E o método *dispRecursoHoraFeedstock()* é o método requisitado para acessar e passar o valor da disponibilidade de geração de hora em hora durante a SMCS.

4.SIMULAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

As simulações realizadas neste trabalho tem o objetivo de avaliar a confiabilidade de um sistema de potência considerando a inclusão de geração à biomassa. O sistema-teste utilizado, como será mostrado, conta com a presença de tecnologias de geração térmica, hidrelétrica e eólica.

Com o objetivo de simular um sistema mais heterogêneo, com a presença de várias tecnologias, que se aproxima mais das características de sistemas elétricos reais, é feita a inclusão de geração através da biomassa.

4.1 DESCRIÇÃO DO SISTEMA-TESTE

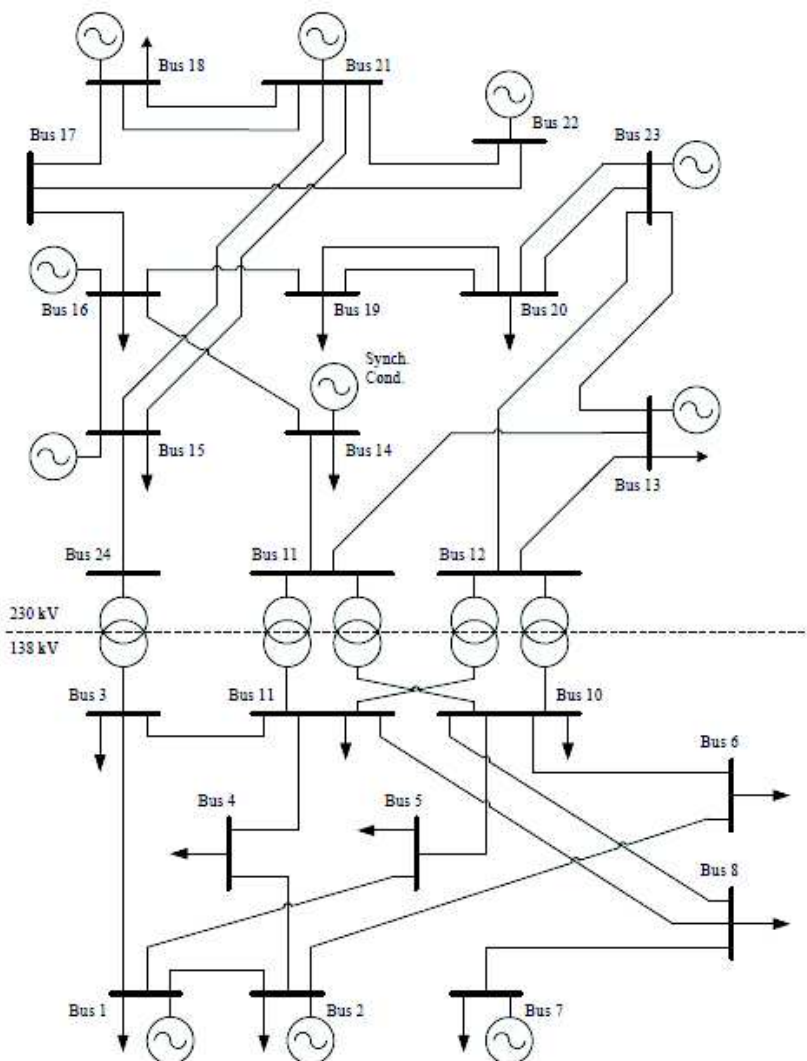
Segundo [91], o IEEE-RTS 79 [94] foi desenvolvido para satisfazer a necessidade de um banco de dados padronizado para testar e comparar resultados entre diferentes métodos de avaliação de adequação.

Conforme [94], este sistema-teste é composto por 24 barras, 33 linhas de transmissão e 5 transformadores, com duas tensões, 138 e 230 kV. Possui 32 unidades geradoras, variando de 12 a 400 MW. A capacidade total instalada é 3405 MW. Apenas 8,8% da capacidade instalada é renovável, correspondendo a uma unidade hidrelétrica de 300 MW. O modelo de carga é anual com pico anual de carga de 2850 MW.

[91] realizou modificações no sistema original para a inclusão da variabilidade de geração hídrica e eólica. A primeira configuração, chamada IEEE-RTS 79 H, considera apenas a variabilidade da geração hídrica, situada na barra 22. Para isto, as unidades geradoras têm a geração variando mensalmente de acordo com cinco séries históricas, com a mesma probabilidade de ocorrência.

A segunda configuração, chamada IEEE-RTS 79 HW, consiste na adição de três parques eólicos ao sistema IEEE-RTS 79 H. Estes parques eólicos agregam unidades geradoras de 2 MW cada, com variação na quantidade para diferentes casos simulados. Estes parques eólicos foram adicionados nas barras 8, 11 e 19. O parque da barra 19 contribui com 40% do total de capacidade eólica e os das barras 8 e 11 com 30% cada. Estes parques eólicos utilizam séries históricas de ventos dependentes no tempo definidas em base horária. Todas as series tem a mesma probabilidade de ocorrência. Tanto as séries hídricas como as de vento foram retiradas de [96].

Figura 4.1 - IEEE-RTS 79



Fonte: [94]

A Tabela 4.1 apresenta a localização de cada unidade geradora e cargas [94]:

Tabela 4.1 - Localização das unidades geradoras e cargas

Generating Unit Locations						
	Unit 1	Unit 2	Unit 3	Unit 4	Unit 5	Unit 6
Bus	MW	MW	MW	MW	MW	MW
1	20	20	76	76		
2	20	20	76	76		
7	100	100	100			
13	197	197	197			
15	12	12	12	12	12	155
16	155					
18	400					
21	400					
22	50	50	50	50	50	50
23	155	155	350			

Bus Load Data			
Bus	Load		Bus Load % of System Load
	MW	MVA _r	
1	108	22	3.8
2	97	20	3.4
3	180	37	6.3
4	74	15	2.6
5	71	14	2.5
6	136	28	4.8
7	125	25	4.4
8	171	35	6.0
9	175	36	6.1
10	195	40	6.8
13	265	54	9.3
14	194	39	6.8
15	317	64	11.1
16	100	20	3.5
18	333	68	11.7
19	181	37	6.4
20	128	26	4.5
Total	2850	580	100.0

Fonte: [94]

A terceira configuração, chamada IEEE-RTS 79 HT, consiste na adição de uma unidade térmica convencional de 400 MW ao invés da adição dos parques eólicos.

[91] varia a capacidade de geração eólica de 400 MW até 1600 MW com o objetivo de comparar o comportamento dos índices do sistema diante das duas tecnologias de geração.

Com o objetivo de adicionar mais um tipo de tecnologia à avaliação da adequação do sistema elétrico, o sistema-teste base será o IEEE-RTS 79 HW com capacidade de geração eólica de 400 MW. Desta forma, a capacidade total de geração do sistema é de 3805 MW.

Após estas definições, uma modificação no sistema-teste é feita: um gerador térmico de 76 MW da barra 2 é substituído pela unidade geradora à biomassa. Tendo em mente que a participação deste tipo de fonte em uma matriz energética é pequena, com esta substituição a composição do sistema utilizado é a seguinte:

Tabela 4.2 - Composição de geração do sistema-teste modificado

Tipo de Geração	Capacidade de Geração (MW)	Participação
Térmica	3029	79.61%
Hídrica	300	7.88%
Eólica	400	10.51%
Biomassa	76	2.00%
	3805	100%

O valor da capacidade de geração é mantido em 76 MW. Os demais dados do gerador, como *MTTF*, *MTTR*, tempo de manutenção, dentre outros, são mantidos.

Na representação dos resultados, o sistema com este tipo de geração será chamado de IEEE-RTS 79-HWF, referência à *feedstock*.

4.2 VALIDAÇÃO DO ALGORITMO PROPOSTO

Definidas as variáveis no algoritmo implementado, o interesse é analisar se as hipóteses e simplificações realizadas apresentam resultados de acordo com o que foi apresentado por [113].

[113] define as duas principais medidas de desempenho para comparar as alternativas analisadas:

- Quantidade média de cana em espera no sistema de descarga

Para esta análise as medidas de desempenho utilizadas são: tempo médio de cada caminhão no sistema de descarga (min), taxa média de chegada de cada caminhão ao sistema de descarga (veículos/min) e quantidade média de cana em espera nas filas para cada caminhão (toneladas).

Devido à simplificação de se utilizar apenas um tipo de caminhão e [113] ter seu foco no sistema de descarga, estas medidas não são úteis para este trabalho.

- Quantidade média de cana descarregada por dia

Esta medida é importante, pois é desejável alimentar as moendas com uma quantidade de cana próxima da capacidade de moagem.

Considerando o objetivo do trabalho e o algoritmo implementado, o interesse tem relação com a quantidade de chegadas geradas, desta forma, a medida de interesse a ser comparada é a quantidade média de cana descarregada por dia (t/dia).

[113] apresenta o valor do cenário original da medida de desempenho a ser comparada, mostrado na Tabela 4.3:

Tabela 4.3 - Quantidade média de cana descarregada por dia (t/dia)

Quantidade média de cana descarregada por dia (t/dia)	
Total	33.414,22

Fonte: [113]

Para comparar, são apresentados na Tabela 4.4 os valores dos 10 (dez) primeiros dias dos 5 (cinco) primeiros anos de simulação e a variação para o valor comparado na Tabela 4.2.

Tabela 4.4 - Quantidade média de cana descarregada por dia (ton/dia) -
Valores gerados pelo algoritmo

		Ano 1		Ano 2		Ano 3	
Dia	1	2.35%	34 200	-0.48%	33 255	2.89%	34 380
	2	0.87%	33 705	1.14%	33 795	-2.09%	32 715
	3	-4.25%	31 995	0.20%	33 480	4.78%	35 010
	4	3.29%	34 515	0.60%	33 615	6.26%	35 505
	5	2.49%	34 245	-0.07%	33 390	-0.48%	33 255
	6	0.20%	33 480	1.00%	33 750	-0.88%	33 120
	7	1.81%	34 020	4.24%	34 830	-1.02%	33 075
	8	-0.61%	33 210	-0.07%	33 390	-3.44%	32 265
	9	4.64%	34 965	-0.88%	33 120	-2.63%	32 535
	10	4.10%	34 785	-3.30%	32 310	2.49%	34 245
		Ano 4		Ano 5			
Dia	1	-2.36%	32 625	3.02%	34 425		
	2	1.81%	34 020	3.70%	34 650		
	3	0.74%	33 660	0.87%	33 705		
	4	-0.07%	33 390	1.54%	33 930		
	5	4.64%	34 965	-0.34%	33 300		
	6	-0.34%	33 300	0.20%	33 480		
	7	0.06%	33 435	1.95%	34 065		
	8	-0.07%	33 390	-0.21%	33 345		
	9	-3.71%	32 175	2.62%	34 290		
	10	-1.28%	32 985	-0.21%	33 345		

A média dos 50 valores foi de 33.653 toneladas, com variação de 0.71% para o valor comparado. Além disso, os dados da Usina mostrados anteriormente citam que houve moagem de 7,133 milhões de toneladas de cana em 212 dias da safra 2005/06. Assim, a moagem média por dia naquela safra foi de 33.646 toneladas.

Desta forma, é considerado que o desempenho do algoritmo satisfaz as necessidades da proposta do trabalho.

4.3 RESULTADOS E ANÁLISES

Conforme descrito na seção 2.4.4, a convergência dos métodos de SMC é monitorada pelo coeficiente de variação β , que neste trabalho deve ser menor que 5%.

Em relação às ferramentas de despacho e fluxo de potência ótimo, é importante comentar que um dos dados de entrada é o custo de produção de cada usina. Como usualmente é feito para representar as estratégias de despacho de um sistema, os custos das térmicas convencionais são elevados, enquanto os custos de geração eólica são considerados nulos e hídrica quase nulos. Custos de geração à biomassa são considerados nulos neste trabalho.

Os resultados mostrados a seguir incluem o acompanhamento do estoque durante o ano e a disponibilidade anual de geração. Os valores utilizados nos gráficos são os resultados apenas do primeiro ano de simulação, pois o objetivo não é obter valores médios de todos os anos simulados, mas sim acompanhar seu comportamento.

4.3.1 Cenário 1

O cenário 1 é baseado na usina São Martinho, que segundo dados da safra 2005/06 mostrado anteriormente utiliza toda sua capacidade de moagem em um período do tempo concentrado para que não haja produção com equipamentos sendo subutilizados. Em termos de algoritmo significa considerar o vetor *safra* como:

	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
safra = [0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0

Este cenário conta com alta produção de cana durante toda a safra.

A seguir são demonstrados os resultados. A convergência do sistema original ocorreu com 2317 anos simulados. O Cenário 1 com 1720 anos.

Uma importante medida a ser acompanhada é o estoque de cana, pois é diretamente ligado ao desempenho do sistema logístico e tem impacto direto na quantidade de bagaço disponível e, conseqüentemente, na disponibilidade de geração. O estoque apresentou valor médio de 1784 toneladas de cana durante a safra. O gráfico do estoque de cana durante a safra (maio a novembro) é mostrado na Figura 4.2.

Para demonstrar a principal influência na utilização do NHPP, uma amostra da representação do processo de contagem de chegadas e registro no estoque é mostrada na Figura 4.3.

Figura 4.2 - Cenário 1 - Estoque de cana durante a safra

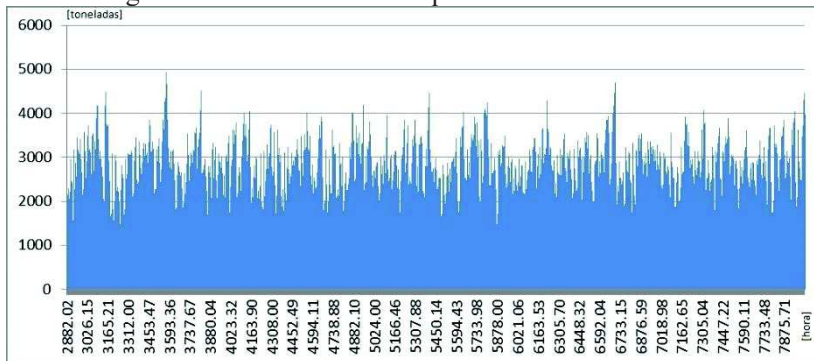
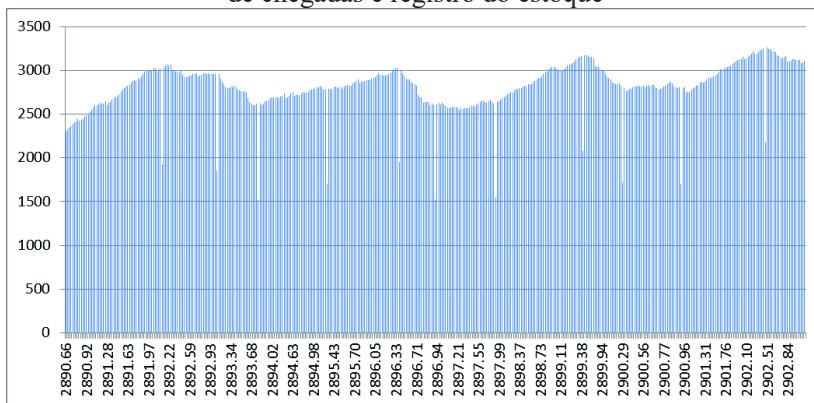
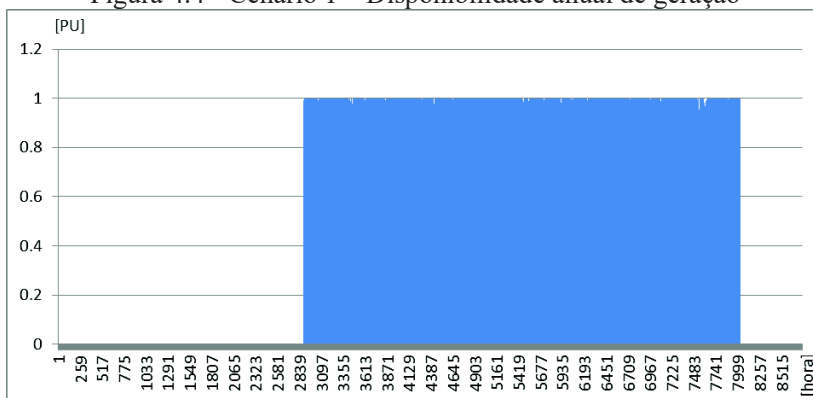


Figura 4.3 - Cenário 1 - Influência do NHPP no processo de contagem de chegadas e registro do estoque



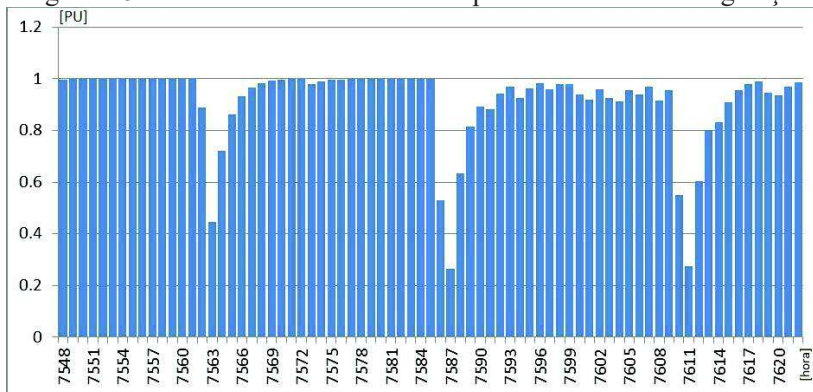
O gráfico da disponibilidade de geração é mostrado na Figura 4.4:

Figura 4.4 - Cenário 1 – Disponibilidade anual de geração



Percebe-se claramente a influência da estratégia de safra. Para perceber o efeito da logística, uma amostra dos dados da Figura 4.4 é retirada e é mostrada na Figura 4.5.

Figura 4.5 – Cenário 1 – Amostra da disponibilidade anual de geração



Quanto aos índices de confiabilidade, a Tabela 4.5 abaixo apresenta os índices de utilização das fontes renováveis presentes no sistema, comparando o sistema original com o Cenário 1.

O Cenário 1 considera geração durante 7 meses do ano, isso explica a potência média de pouco mais de 40 MW para o ano todo. Considerando apenas a safra, a geração média da usina é de 69.6 MW, com máxima de 70.2 MW. O gerador convencional do sistema original apre-

sentou um valor de 74.4 MW para potência máxima. Lembrando que a capacidade instalada da usina é de 76 MW. Percebe-se que, além dos problemas inerentes ao gerador (falhas, tempo de reparo, manutenção, etc.), o sistema logístico exerce interferência considerável.

Quanto à potência média da geração eólica, percebe-se uma leve redução, de 0.49%. Acredita-se que a inserção de outra fonte com custo igual a zero afetou o despacho e pode ter causado esta pequena variação.

A energia hídrica também registra redução. A potência média para este tipo de fonte tem um decréscimo de 2.2%. Isto significa que, apesar da usina à biomassa operar apenas 7 meses do ano, as usinas hidrelétricas poupam uma importante quantidade de seus reservatórios com a operação desta usina.

Tabela 4.5 - Cenário 1 - Índices de utilização das fontes renováveis

	Original	Cenário 1
Índices utilização biomassa		
Energia média (MWh/ano)	-	355 745.72
Potência média (MW)	-	40.61
Energia máxima (MWh/ano)	-	358 578.33
Potência máxima (MW)	-	40.93
Índices utilização eólica		
Energia média (MWh/ano)	804 504.61	800 564.49
Potência média (MW)	91.84	91.39
Energia máxima (MWh/ano)	807 495.12	803 529.67
Potência máxima (MW)	92.18	91.73
Índices utilização hídrica		
Energia média (MWh/ano)	1 760 486.73	1 721 615.22
Potência média (MW)	200.97	196.53
Energia máxima (MWh/ano)	1 839 024.31	1 836 785.69
Potência máxima (MW)	209.93	209.68

Quanto aos índices de confiabilidade do sistema, a Tabela 4.6 abaixo apresenta um comparativo do sistema original com o Cenário 1.

Tabela 4.6 - Cenário 1 - Índices de confiabilidade do sistema

Configuração	LOLE (h/ano)	EENS (MWh/ano)	LOLF (oc./ano)	LOLD (h/oc.)
IEEE-RTS 79 HW	10.971	1 439.07	2.281	4.811
IEEE-RTS 79 HWF Cenário 1	15.558	2 152.48	3.103	5.014

Apesar de, como mostrado acima, a potência máxima registrada pelo gerador convencional no sistema original ter sido de 74.4 MW, a potência média registrada foi de apenas 17.6 MW. Ou seja, o gerador não estava operativo por boa parte do tempo. Após a substituição do gerador e considerando as características do Cenário 1, o gerador impactou os índices no período de safra, pois foi quando este teve potência média de 70.2 MW. Ou seja, uma falha impacta consideravelmente os índices, como pode ser visto. Os índices são impactados também pelo fato de que fora da safra o sistema conta com um gerador a menos. O índice LOLE, por exemplo, apresentou um aumento de 41.8%.

4.3.2 Cenário 2

Considerando o perfil de geração da UTE Pioneiros [124] descrita anteriormente e os dados da safra 2014/15 da região Centro-Sul, mostrados na Figura 2.18, o vetor *safra* é composto pela relação da safra no mês pela safra do mês de maior oferta. Os meses de janeiro, fevereiro, março e dezembro que têm valores bem inferiores aos demais meses do período usual da safra são considerados nulos.

```

          jan   fev   mar   abr   mai   jun   jul   ago   set   out   nov   dez
safra = [  0    0    0   0.427 0.837 0.931 0.841  1   0.747 0.8  0.432  0  ]

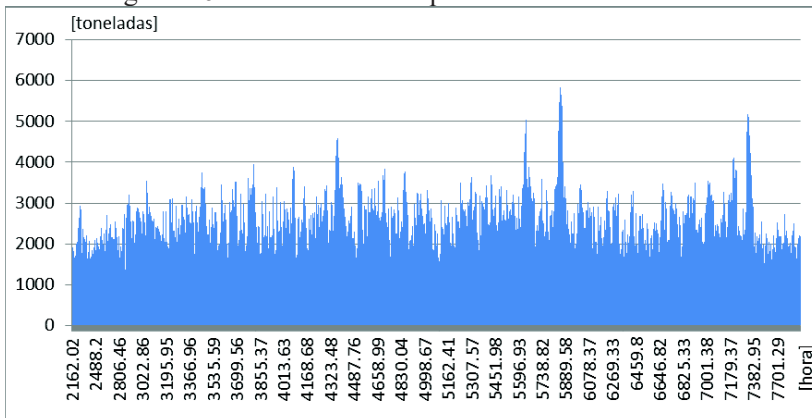
```

Este cenário considera o período da safra padrão da maioria das usinas, porém com variações na produção, como [124] explicou sobre a UTE Pioneiros, principalmente no início e fim da safra.

A seguir são demonstrados os resultados. A convergência do sistema original ocorreu com 2317 anos simulados. O Cenário 2 com 1668 anos.

A Figura 4.6 mostra o comportamento do estoque de cana durante a safra (abril a novembro). O estoque médio de cana durante a safra apresentou valor de 1572.5 toneladas.

Figura 4.6 - Cenário 2 - Estoque de cana durante a safra



A Figura 4.7 mostra que a disponibilidade de geração anual segue a característica definida pela estratégia de safra. A Figura 4.8 representa uma amostra dos dados de disponibilidade do mês de abril para demonstrar o impacto do sistema logístico em meses de baixa produção. Nota-se que o comportamento quanto a este fator é o mesmo que em meses de alta produção.

Figura 4.7 - Cenário 2 - Disponibilidade anual de geração

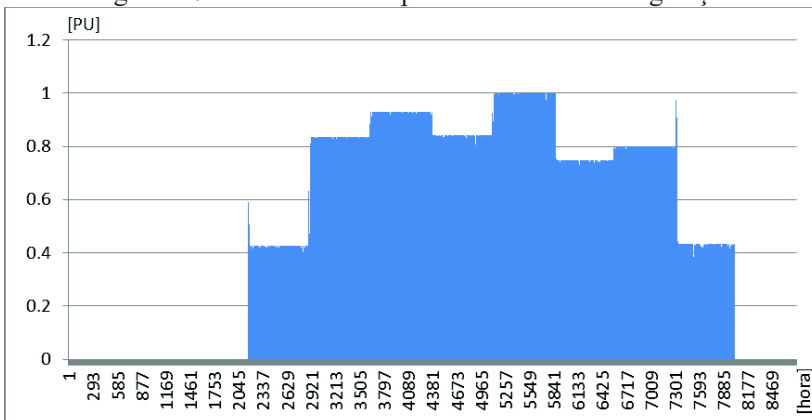
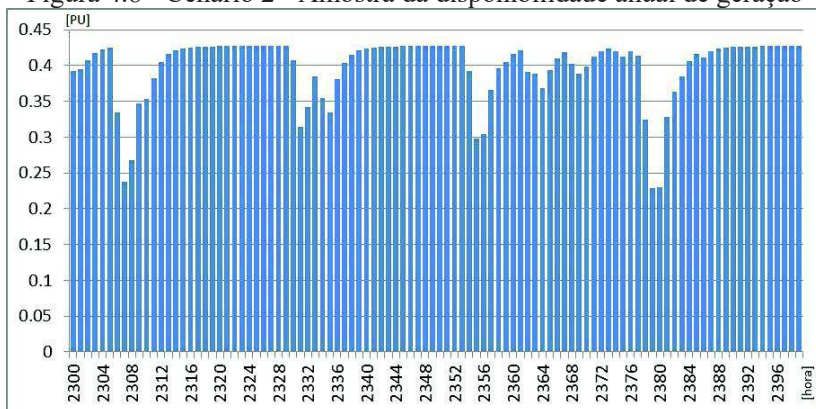


Figura 4.8 - Cenário 2 - Amostra da disponibilidade anual de geração



Quanto aos índices de confiabilidade, a Tabela 4.7 apresenta os índices de utilização das fontes renováveis presentes no sistema, comparando o sistema original com o Cenário 2.

Tabela 4.7 - Cenário 2 - Índices da utilização das fontes renováveis

	Original	Cenário 2
Índices utilização biomassa		
Energia média (MWh/ano)	-	305 417.43
Potência média (MW)	-	34.87
Energia máxima (MWh/ano)	-	308 153.02
Potência máxima (MW)	-	35.18
Índices utilização eólica		
Energia média (MWh/ano)	804 504.61	805 382.79
Potência média (MW)	91.84	91.94
Energia máxima (MWh/ano)	807 495.12	808 375.84
Potência máxima (MW)	92.18	92.28
Índices utilização hídrica		
Energia média (MWh/ano)	1 760 486.73	1 724 374.33
Potência média (MW)	200.97	196.85
Energia máxima (MWh/ano)	1 839 024.31	1 836 521.96
Potência máxima (MW)	209.93	209.65

Comparando a potência média anual deste gerador no Cenário 2 com o Cenário 1, percebe-se um valor ainda menor que o anterior, lembrando que a potência do gerador à biomassa é de 76 MW. A média no Cenário 2, se considerada apenas a safra, é de 52.30 MW, contra 69.62 MW do Cenário 1, que demonstra a influência de uma estratégia de safra com altas variações no abastecimento da usina. Importante comentar que este valor da média tem influência também no fato de a safra ocorrer em 8 (oito) meses neste cenário.

Neste caso, o gerador à biomassa apresenta baixos valores de disponibilidade durante a safra. Assim, neste cenário a utilização média de energia eólica, comparando com o sistema original, praticamente não varia – tem um leve crescimento de 0.11%. Esta leve variação pode acontecer pelo próprio despacho (questões de localização dos geradores, limite das linhas de transmissão, etc.) e pela presença do gerador à biomassa, outra fonte com custo igual à zero para o despacho.

Já no caso da energia hídrica, que tem um custo diferente de zero, a presença do gerador à biomassa tem influência nos índices de utilização desta fonte de energia: no Cenário 2 há uma diminuição de 2.05% na potência média utilizada. Desta forma, mesmo com alta variação na disponibilidade de matéria-prima para geração da usina à biomassa, a simples presença desta fonte no sistema durante 8 (oito) meses permite que se economize água dos reservatórios.

Tabela 4.8 - Cenário 2 - Índices de confiabilidade do sistema

Configuração	LOLE (h/ano)	EENS (MWh/ano)	LOLF (oc./ano)	LOLD (h/oc.)
IEEE-RTS 79 HW	10.971	1 439.07	2.281	4.811
IEEE-RTS 79 HWF Cenário 2	16.374	2 256.44	3.277	4.997

Assim como no Cenário 1, devido ao fato anteriormente citado de que o gerador que fora substituído tinha baixa utilização, este segundo caso de simulação apresenta valores ainda maiores dos índices. Assim, mesmo que a potência média anual seja menor que o primeiro cenário, tem-se um gerador que durante os 8 (oito) meses da safra é despachado sempre que possível, influenciando negativamente os índices de confiabilidade do sistema sempre que ocorre uma falha. Ou seja, o maior período da safra exerce influência nos resultados: tanto a quantidade de

horas, de energia e a frequência por ano apresentam variações um pouco maiores comparando com o Cenário 1. Além disso, os índices são impactados também pelo fato de que fora da safra o sistema conta com um gerador a menos.

4.3.3 Cenário 3

Conforme notícia de setembro de 2014 do setor sucroalcooleiro [130]:

Atualmente, algumas usinas a biomassa conseguem gerar energia até 11 meses por ano, segundo representantes do setor.

"Tem usinas que estão absurdamente estocadas de bagaço. Existem usinas que vão parar a safra em novembro, gerar até fevereiro, parar em março (para manutenção), e depois têm matéria-prima e biomassa para continuar gerando", disse Duarte, da Cogen (Associação da Indústria de Cogeração de Energia).

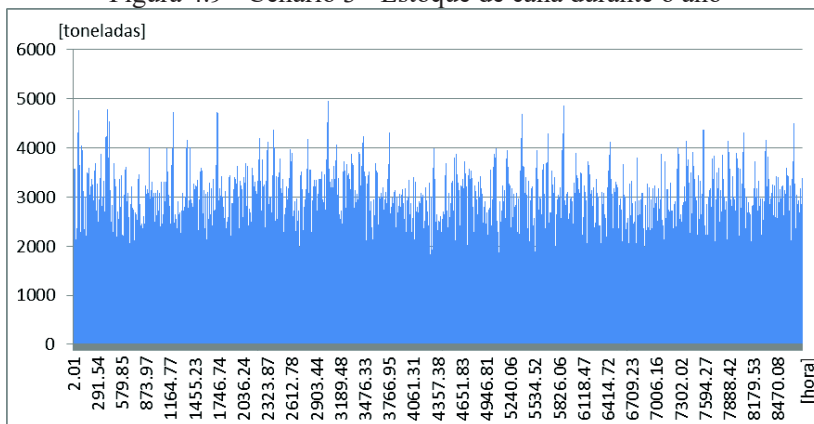
Desconsiderando a necessidade do mês de março para manutenção, o vetor safra seria composto inteiramente por valores unitários. O objetivo é reproduzir a característica da unidade geradora convencional que foi substituída.

Esta não é uma característica predominante do setor, porém este cenário é útil para analisar unicamente a influência da logística na estimação dos índices de avaliação do sistema, já que nos demais cenários a safra também exerce influência.

A seguir são demonstrados os resultados. A convergência do sistema original ocorreu com 2317 anos simulados. O Cenário 3 com 2275 anos.

A Figura 4.9 mostra o comportamento do estoque de cana durante o ano. O estoque médio durante a safra foi de 1633.7 toneladas.

Figura 4.9 - Cenário 3 - Estoque de cana durante o ano



A Figura 4.10 mostra mais uma vez que a disponibilidade de geração anual segue a característica definida pela estratégia de safra. A Figura 4.11 representa uma amostra dos dados de disponibilidade para demonstrar o impacto do sistema logístico.

Figura 4.10 - Cenário 3 - Disponibilidade anual de geração

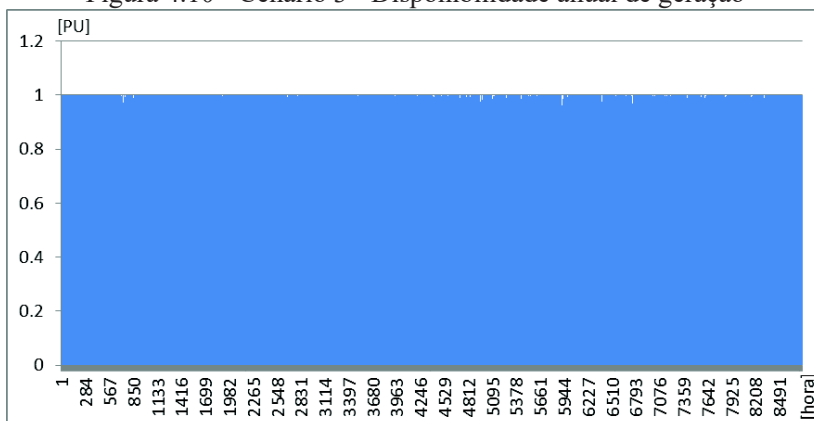
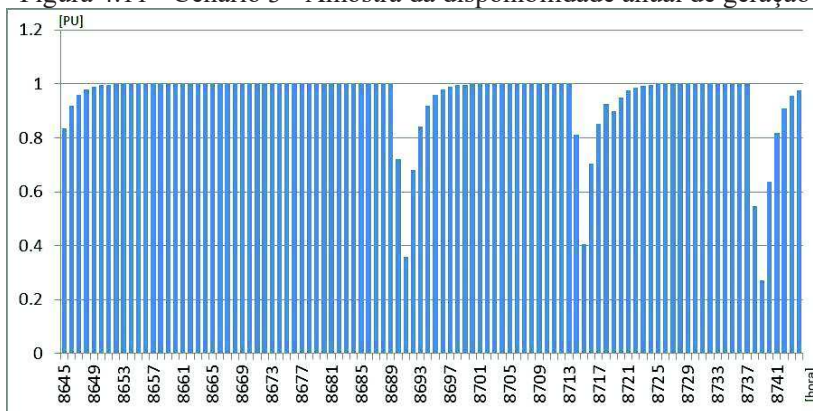


Figura 4.11 - Cenário 3 - Amostra da disponibilidade anual de geração



Quanto aos índices de confiabilidade, a Tabela 4.9 apresenta os índices de utilização das fontes renováveis presentes no sistema, comparando o sistema original com o Cenário 3.

Tabela 4.9 - Cenário 3 - Índices de utilização das fontes renováveis

	Original	Cenário 3
Índices utilização biomassa		
Energia média (MWh/ano)	-	604 332.14
Potência média (MW)	-	68.99
Energia máxima (MWh/ano)	-	611 572.68
Potência máxima (MW)	-	69.81
Índices utilização eólica		
Energia média (MWh/ano)	804 504.61	803 947.28
Potência média (MW)	91.84	91.77
Energia máxima (MWh/ano)	807 495.12	806 926.72
Potência máxima (MW)	92.18	92.11
Índices utilização hídrica		
Energia média (MWh/ano)	1 760 486.73	1 700 869.43
Potência média (MW)	200.97	194.16
Energia máxima (MWh/ano)	1 839 024.31	1 839 092.31
Potência máxima (MW)	209.93	209.94

Como comentado, neste cenário se percebe a influência do sistema logístico apenas, pois a operação da usina ocorre continuamente durante o ano, sem uma safra com período definido. Neste Cenário 3 a potência média anual foi de quase 69 MW.

A utilização média da energia eólica permanece praticamente constante, com uma pequena diminuição de 0.07% comparado com o sistema original. Novamente, acredita-se que a presença de outro gerador com custo igual à zero para o despacho possa causar esta leve variação.

No caso da geração hídrica se percebe uma variação acima dos cenários anteriores. Neste Cenário 3 há uma diminuição de 3.51% na utilização deste tipo de fonte. Novamente, a presença de geração à biomassa colabora significativamente para a economia dos reservatórios.

Tabela 4.10 - Cenário 3 - Índices de confiabilidade do sistema

Configuração	LOLE (h/ano)	EENS (MWh/ano)	LOLF (oc./ano)	LOLD (h/oc.)
IEEE-RTS 79 HW	10.971	1 439.07	2.281	4.811
IEEE-RTS 79 HWF Cenário 3	11.129	1 458.12	2.330	4.776

Neste cenário se percebe uma variação muito menor dos índices de confiabilidade do sistema. Desta vez o sistema não fica com um gerador a menos fora da safra, o que se notou causar grande efeito. A variação dos índices, mesmo que mais suave, se deve a diferença na utilização deste gerador. O Cenário Original apresentou uma potência média anual deste gerador de 17.56 MW, já neste cenário, conforme apresentado a pouco, a potência média anual de quase 69 MW faz com que as falhas deste gerador afetem mais os índices do sistema.

4.3.4 Cenário 4

O cenário 2 de [113] considera aumento da frota (sem considerar redução no número de outros veículos para compensar a quantidade de cana descarregada). Apesar de não ser o que obtém melhores resultados nas simulações de [113], acaba sendo a decisão tomada pela usina São Martinho. Segundo a autora, a usina optou por essa decisão por fornecer maior segurança no suprimento.

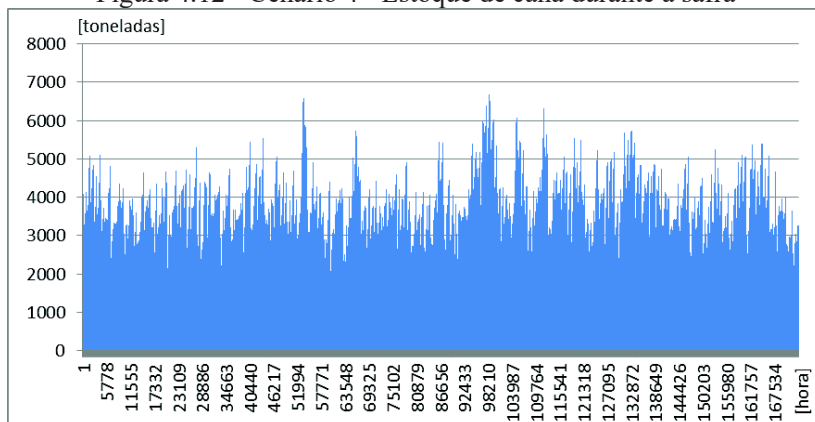
O cenário consiste no aumento de 4 caminhões rodotrem (50% de aumento), que tem capacidade de 65 toneladas, ou seja, adicionou-se 260 toneladas à capacidade de transporte. Como citado anteriormente, cada caminhão tem suas características para obter a quantidade média de cana em espera no sistema de descarga, que é uma das medidas de desempenho.

Como neste trabalho são considerados apenas treminhões, que tem capacidade de 45 toneladas, e o sistema é simplificado, o cenário tem foco no aumento da capacidade de transporte total. Assim, o aumento é de 6 unidades, adicionando 270 toneladas à capacidade de transporte. A capacidade de transporte total aumenta em 5.45%.

O vetor *safta* utilizado é o mesmo do Cenário 1. A seguir são demonstrados os resultados. A convergência do sistema original ocorreu com 2317 anos simulados. O Cenário 4 com 1726 anos.

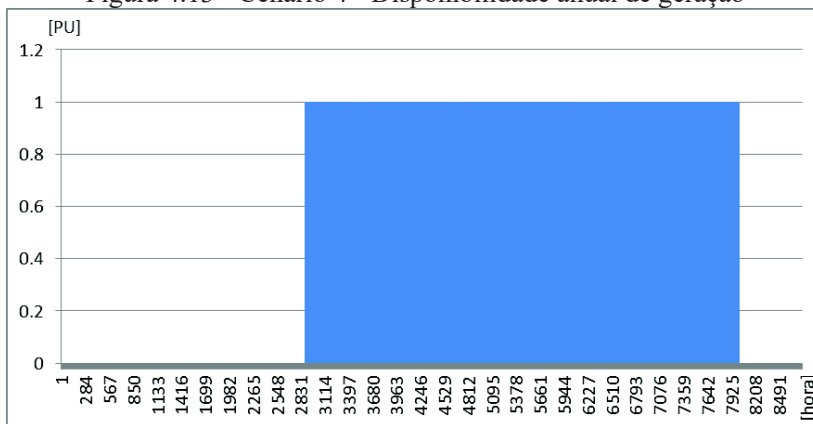
A Figura 4.12 abaixo mostra o comportamento do estoque de cana durante a safra. Percebe-se que neste cenário há registro de valores mais altos que os registrados anteriormente e, conseqüentemente, o estoque médio de cana durante a safra também apresenta valor mais elevado: 2468.4 toneladas de cana.

Figura 4.12 - Cenário 4 - Estoque de cana durante a safra



A Figura 4.13 mostra mais uma vez que a disponibilidade de geração anual segue a característica definida pela estratégia de safra. Analisando os valores de disponibilidade durante a safra se percebeu poucas variações, ficando o gerador com disponibilidade de 100% de sua capacidade na maior parte do tempo.

Figura 4.13 - Cenário 4 - Disponibilidade anual de geração



A média da disponibilidade da capacidade de geração neste cenário foi de 98.25% durante a safra, enquanto que no Cenário 1 valor foi de 94.81%. O Cenário 4 é uma variação do Cenário 1, onde a frota de caminhões foi aumentada com o objetivo de prover mais confiabilidade ao sistema de abastecimento de cana-de-açúcar e é percebido um ganho considerável levando em conta esta medida de desempenho.

Quanto aos índices de confiabilidade, a Tabela 4.11 apresenta os índices de utilização das fontes renováveis presentes no sistema, comparando o sistema do Cenário 4 com o sistema original e o Cenário 1.

Como demonstrado anteriormente através do aumento do estoque médio, o aumento da frota torna o sistema mais confiável. A Tabela 4.11 apresenta uma potência média anual de 42.75 MW, o que equivale a uma média durante a safra de 73.29 MW, o que representa um aumento de 5.28% em relação ao Cenário 1. Neste valor é percebida, como nos demais cenários, a influência das falhas do equipamento, questões de despacho e do sistema logístico, mas nesta configuração este terceiro fator exerce uma influência muito pequena.

Tabela 4.11 - Cenário 4 - Índices de utilização das fontes renováveis

	Original	Cenário 1	Cenário 4
Índices utilização biomassa			
Energia média (MWh/ano)	-	355 745.72	374 520.57
Potência média (MW)	-	40.61	42.75
Energia máxima (MWh/ano)	-	358 578.33	378 041.68
Potência máxima (MW)	-	40.93	43.16
Índices utilização eólica			
Energia média (MWh/ano)	804 504.61	800 564.49	800 866.28
Potência média (MW)	91.84	91.39	91.42
Energia máxima (MWh/ano)	807 495.12	803 529.67	803 831.92
Potência máxima (MW)	92.18	91.73	91.76
Índices utilização hídrica			
Energia média (MWh/ano)	1 760 486.73	1 721 615.22	1 716 703.14
Potência média (MW)	200.97	196.53	195.97
Energia máxima (MWh/ano)	1 839 024.31	1 836 785.69	1 836 852.67
Potência máxima (MW)	209.93	209.68	209.69

Novamente, a energia eólica sofre uma variação praticamente nula. A utilização de energia hídrica sofre um decréscimo devido a uma participação maior da energia à biomassa. Neste cenário é registrada uma redução de 2.55% em relação ao cenário original. Em relação ao Cenário 1, a redução é de 0.29%. Estes valores demonstram que uma maior confiabilidade no sistema logístico de abastecimento da produção de uma usina de etanol e álcool impacta diretamente a disponibilidade de biomassa para geração de energia elétrica e beneficia o sistema como um todo através de uma economia ainda maior dos reservatórios das usinas hidrelétricas.

Os índices mostrados na Tabela 4.12 mostram uma grande diferença entre os índices do cenário original, devido ao fato de que fora da safra o sistema tem um gerador a menos, assim como ocorreu nos cenários 1 e 2.

Os índices demonstram ainda que o aumento da confiabilidade do sistema logístico da usina à biomassa aumenta a confiabilidade do sistema em relação ao Cenário 1.

Tabela 4.12 - Cenário 4 - Índices de confiabilidade do sistema

Configuração	LOLE (h/ano)	EENS (MWh/ano)	LOLF (oc./ano)	LOLD (h/oc.)
IEEE-RTS 79 HW	10.971	1 439.07	2.281	4.811
IEEE-RTS 79 HWF Cenário 1	15.558	2 152.48	3.103	5.014
IEEE-RTS 79 HWF Cenário 4	15.481	2 145.94	3.079	5.027

4.3.5 Considerações Finais

Os resultados apresentados mostram que a substituição do gerador térmico por um gerador à biomassa causou um impacto negativo nos índices de confiabilidade de sistema elétrico utilizado. Porém, o Cenário 3 mostra que com o gerador disponível o ano todo o impacto nos índices de confiabilidade do sistema é menor. Ou seja, não se pode desconsiderar o fato de que nos demais cenários o sistema estava com um gerador a menos no período fora da safra.

Este Cenário 3 apresenta resultados de períodos com disponibilidade constante de geração à biomassa, assim podem ser analisados como sendo a influência deste tipo de geração durante a safra, que é quando o sistema apresenta esta característica. Considerando isso, além da análise dos índices de confiabilidade, percebe-se que em um sistema que conta com um parque gerador de 3805 MW, a inserção de um gerador à biomassa de 76 MW nas condições apresentadas causou uma economia dos reservatórios das usinas hidrelétricas de 3.51%.

Para fins de comparação, o aumento da frota no cenário 2 de [113] – equivalente ao Cenário 4 deste trabalho – apresenta um aumento de 11.7% na quantidade média de cana descarregada por dia. O Cenário 4 deste trabalho apresenta um aumento de 6.6%. O aumento na confiabilidade do sistema logístico fica comprovado, porém esta diferença de valor é resultado das simplificações realizadas, não prejudicando as análises do impacto destas modificações na avaliação da confiabilidade do sistema elétrico, que é o objetivo deste trabalho.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O trabalho iniciou com a apresentação de uma revisão acerca do comportamento dinâmico das tecnologias de geração distribuição ligadas às fontes renováveis. Apesar de a análise deste trabalho ter foco na avaliação da adequação do sistema elétrico, percebeu-se a necessidade desta revisão devido à falta de uma base referencial para que trabalhos futuros analisem também a dinâmica destes sistemas.

Foram descritos os problemas enfrentados ao longo do tempo – e que ainda são enfrentados – para que o potencial da biomassa, principalmente da cana-de-açúcar, seja aproveitado ao máximo para geração de energia elétrica. Com a apresentação dos resultados se percebe claramente a necessidade de o sistema elétrico considerar a particularidade da sazonalidade do setor sucroalcooleiro como um ponto positivo a ser explorado e não como uma barreira.

Como principal contribuição, o trabalho apresentou um modelo para avaliação da adequação de sistemas elétricos, que possibilitou a inserção da geração de energia elétrica através da biomassa em um estudo de confiabilidade de sistemas elétricos de potência.

Apesar de o modelo simplificar a cadeia produtiva do setor sucroalcooleiro, dando ênfase ao sistema logístico, levanta-se uma dúvida em relação a considerar a biomassa como uma fonte não-intermitente. Maquinário de colheita, de carregamento dos caminhões e todos os demais equipamentos da área agrícola devem ter um alto grau de confiabilidade. O sistema logístico deve estar alinhado para transportar esta matéria-prima para a área industrial. Esta última parte da cadeia depende de um sistema de recepção ágil e moendas que, mesmo com manutenção em dia, podem ficar inoperantes. Além disso, todo o processo pós-moagem envolve outras tantas variáveis para se considerar. Outras questões dizem respeito, por exemplo, à contratação de produtores para garantir o abastecimento de cana-de-açúcar e as dificuldades de armazenamento de bagaço. Isto tudo, levando em conta que a atividade principal da usina é produção de álcool e/ou açúcar, não de geração de energia elétrica.

Um dos principais fatores para que uma fonte evite intermitências e garanta geração uniforme é o armazenamento de seu combustível. Percebe-se que no setor sucroalcooleiro esta é uma questão ainda complicada. Em diversos outros setores existe uma dependência da biomassa de resíduos em relação à atividade produtiva, como o licor negro, por

exemplo. Um exemplo de biomassa independente de um processo produtivo são as florestas energéticas.

Uma questão a se considerar é a de que um empreendimento vai adentrar no setor energético apenas se apresentar diversas garantias de suprimento para que contratos sejam fechados. Porém, não é adequado desconsiderar todas as variáveis citadas que impactam estes geradores e considerar todos os tipos de biomassa como fontes não-intermitentes de energia. O histórico dos contratos fechados pelo setor sucroalcooleiro mostra isso.

A partir disso, outro ponto que deve ser analisado com cuidado é a economia dos reservatórios demonstrada nos resultados, representada pela redução na geração hídrica. Tendo em mente esta ressalva em relação a não-intermitência da biomassa, a operação de um sistema elétrico real não consideraria simplesmente a substituição da uma geração por outra, comprometendo a segurança do sistema.

5.1 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

1. Incluir a avaliação da segurança nas simulações realizadas;
2. Realizar as simulações em um sistema elétrico real;
3. Devido à variedade de níveis de tensão encontrados, considerar a possibilidade de inserir este modelo e estas análises em um sistema de distribuição;
4. A substituição do gerador se deu basicamente através da mudança de um gerador convencional para um gerador à biomassa, porém todos os seus dados, como *MTTF*, *MTTR*, tempo de manutenção, dentre outros, foram mantidos. Utilizar dados de geradores de usinas reais para representar com mais exatidão o comportamento e disponibilidade deste gerador;

REFERÊNCIAS

- **Microturbinas**
- [1] CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S. P.; CROSSLEY, P. **Microgrids and Active Distribution Networks**. The Institution of Engineering and Technology. Londres. 2009.
 - [2] SOARES, C. **Microturbines**. Butterworth-Heinemann. EUA. 2007.
 - [3] MAGO, P. J.; FUMO, N.; CHAMRA, L. M. **Performance analysis of CCHP and CHP systems operating following the thermal and electric load**. International Journal of Energy Research. [S.l.]. 2009.
 - [4] ZHU, Y.; TOMSOVIC, K. Development of models for analyzing the load-following performance of microturbines and fuel cells. **Electric Power Systems Research**, n. 62, p. 1-11, 2002.
 - [5] MICROGRIDS-Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage-Grids. [S.l.]. Maio 2002. (Anexo Técnico - EU Contract no. ENK5-CT-2002-00610).
 - [6] U.S. Department of Energy - Office of Industrial Technologies. **Review of combined heat and power technologies**. Disponível em: <http://www.eere.energy.gov/de/pdfs/chp_review.pdf>.
 - [7] NREL - National Renewable Energy Laboratory. **Gas-fired distributed energy resource technology characterizations**. Disponível em: <http://www.eea-inc.com/dgchp_reports/TechCharNREL.pdf>.
 - [8] GUDA, S. R.; WANG, C.; NEHRIR, M. H. Modeling of microturbine power generation systems. **Electric Power Components and Systems**, v. 34, n. 9, p. 1027-1041, Setembro 2006.
 - [9] OAK Ridge National Laboratory. **Guide to combined heat and power systems for boiler owners and operators**. Disponível em: <<http://cibo.org/pubs/ornl-tm-2004-144.pdf>>.
 - [10] BAGNASCO, A. et al. Management and dynamic performances of combined cycle power plants during parallel and islanding

- operation. **IEEE Trans. on Energy Conversion**, v. 13, n. 2, p. 194-201, Junho 1998.
- [11] NIKKHAJOEI, H. e IRAVANI, M.R. A matrix converter based micro-turbine distributed generation system. **IEEE Trans. on Power Delivery**, vol. 20, n. 3, p. 2182-2192, Julho 2005.
- [12] HATZIARGYRIOU, N. et al. Modelling of micro-sources for security studies. **Proceedings CIGRE Session**, Paris, 2004.
- [13] STEPHEN, F. G. CHP Case Studies - Saving Money and Increasing Security. **Capstone Turbine Corporation**, 2004. Disponível em: <http://www.capstoneturbine.com/_docs/WCEMC04.pdf>.
- [14] PILAVACHI, P. A. Mini- and micro-gas turbines for combined heat and power. **Applied Thermal Engineering**. vol. 22, 2002, p. 2003-2014.
- [15] MINXIAO, H. et al. Transient Analysis and Control for Microgrid Stability Controller. **IEEE Grenoble PowerTech**, 16-20 Junho 2013, Grenoble, França.
- [16] MAJUMDER, R. Some Aspects of Stability in Microgrids. **IEEE Trans. on Power Systems**. vol. 28, n. 3, p. 3243-3252, Agosto 2013.
- [17] Capstone Turbine Corporation. **C65 & C65 ICHP MicroTurbine Natural Gas**. Chatsworth, California, 2010. Disponível em: http://www.capstoneturbine.com/_docs/datasheets/C65%20%20C65-ICHP%20NatGas_331035F_lowres.pdf.
- [18] Capstone Turbine Corporation. **C1000 Megawatt Power Package High-pressure Natural Gas**. Chatsworth, California, 2010. Disponível em: http://www.capstoneturbine.com/_docs/datasheets/C1000%20HPNG_331044F_lowres.pdf.
- [19] Capstone Turbine Corporation. **C30 MicroTurbine Liquid Fuels**. Chatsworth, California, 2008. Disponível em: http://www.capstoneturbine.com/_docs/datasheets/C30%20Liquid%20Fuel_331032E_lowres.pdf.
- [20] FlexEnergy Energy Systems Inc. **Flex Turbine MT250 G3**. Irvine, California, 2012. Disponível em: http://www.flexenergy.com/wp-content/uploads/2012/03/Flex-MT250_G3_Product_312.pdf.
- [21] Ingersoll-Rand Energy Systems. **IR Power Works™ 70 kW Microturbine System**. Greenhouse Gas Technology Center South-

- ern Research Institute, 2003. Disponível em:
http://www.epa.gov/etv/pubs/03_vr_inger_rand.pdf.
- [22] GEM Energy. **GEM Energy CHP Project List**. 2014. Disponível em: <http://www.gemenergy.info/combined-heat-and-power/chp-projects/>.
- [23] Capstone Turbine Corporation. **Recla Manufacturing Plant**. 2014. Disponível em:
[http://www.capstoneturbine.com/_docs/CS_CAP423_Recla_lowres\[1\].pdf](http://www.capstoneturbine.com/_docs/CS_CAP423_Recla_lowres[1].pdf).
- [24] SCS ENGINEERS, Environmental Consultants and Contractors. **SCS Energy Design and Construction Projects - Burbank Landfill Project**. Disponível em:
<http://www.scsengineers.com/Energy/projects.html#Burbank>.
- [25] FlexEnergy Energy Systems Inc. **EMERYSTATION, EMERYVILLE, CA**. 2012. Disponível em:
http://www.flexenergy.com/wp-content/uploads/2012/03/FlexEnergy_CHP_Studies.pdf.
- [26] FlexEnergy Energy Systems Inc. **JOHN MUIR MEDICAL CENTER, WALNUT CREEK, CA**. 2012. Disponível em:
http://www.flexenergy.com/wp-content/uploads/2012/03/FlexEnergy_CHP_Studies.pdf.
- [27] FlexEnergy Energy Systems Inc. **JOHNSON AND JOHNSON, CORNELIA, GA**. 2012. Disponível em:
http://www.flexenergy.com/wp-content/uploads/2012/03/FlexEnergy_CHP_Studies.pdf.
- [28] FlexEnergy Energy Systems Inc. **PHILLIP BURTON FEDERAL BLDG, SAN FRANCISCO, CA**. 2012. Disponível em:
http://www.flexenergy.com/wp-content/uploads/2012/03/FlexEnergy_CHP_Studies.pdf.
- [29] SCS ENGINEERS, Environmental Consultants and Contractors. **SCS Energy Design and Construction Projects - OII Landfill Project**. Disponível em:
<http://www.scsengineers.com/Energy/projects.html#OII>.
- [30] SCS ENGINEERS, Environmental Consultants and Contractors. **SCS Energy Design and Construction Projects - Allentown WWTP Project**. Disponível em:
<http://www.scsengineers.com/Energy/projects.html#Allentown>.

- **Turbinas de Combustão Interna**

- [31] NAGPAL, M. et al. Experience with Testing and Modeling of Gas Turbines. **Power Engineering Society Winter Meeting**, 2001, p. 652-656.
- [32] SEN, P. C. **Principles of Electric Machines and Power Electronics**. 2ª ed.: Wiley, 1996.
- [33] PILAVACHI, P. A. Mini- and micro-gas turbines for combined heat and power. **Applied Thermal Engineering**. vol. 22, 2002, p. 2003-2014.
- [34] WATTS, J. H. Microturbines: a new class of gas turbine engines. **Gas Turbine News in Brief**. vol. 39, p. 5-11, 1999.
- [35] HANNET, L. N. e KHAN, A. Combustion turbine dynamic model validation from tests. **IEEE Trans. on Power Systems**. vol. 8, 1993.
- [36] HANNET, L. N., JEE, G. e FARDANESH, B. A governor/turbine model for a twin-shaft combustion turbine. **IEEE Trans. on Power Systems**. vol. 10, 1995, p. 133-140.
- [37] NAGPAL, M. et al. Experience with testing and modelling of gas turbines. **IEEE/PES 2001 Winter Meeting**. Columbus, Ohio, EUA, 2001.

- **Células Combustíveis**

- [38] Departamento de Energia dos Estados Unidos – Escritório de Energia Fóssil. **Fuel cell handbook**. 7ª edição”. Disponível em: <http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/fuelcells/seca/pubs/FCHandbook7.pdf>.
- [39] RAJASHEKARA, K. Hybrid fuel-cell strategies for clean power generation. **IEEE Trans. on Industry Applications**. vol. 41, n. 3, p. 682-689, Maio/Junho 2005.
- [40] BLOMEN, L. J. e MUGERWA, M. N. **Fuel cell systems**. Plenum Press, 1993, ISBN 0-306-44158-6.

- [41] ELLIS, M. W., SPAKOVSKY, M. e NELSON, D. J. Fuel cell systems: efficient, flexible energy conversion for the 21st century. **Proceedings of the IEEE**. vol.89, n.12, p. 1808-1818, Dezembro 2001.
- [42] LAUGHTON, M. A. Fuel cells. **Power Engineering Journal**. vol. 16, n. 1, p. 37-47, Fevereiro 2002.
- [43] ZHU, Y. e TOMSOVIC, K. Development of models for analyzing the load-following performance of microturbines and fuel cells. **Electric Power Systems Research**. vol. 62, n.1, p. 1-11, Maio 2002.
- [44] HALL, D. J. e COLCLASER, R. G. Transient modeling and simulation of a tubular solid oxide fuel cell. **IEEE Trans. on Energy Conversion**. vol. 14, n. 3, p. 749-753, Setembro 1999.
- [45] WANG, C. e NEHRIR, M. H. A physically based dynamic model for solid oxide fuel cells. **IEEE Trans. on Energy Conversion**. vol. 22, n. 4, p. 887-897, Dezembro 2007.
- [46] LI, Y. H., CHOI, S. S. e RAJAKARUNA, S. An analysis of the control and operation of a solid oxide fuel cell power plant in an isolated system. **IEEE Trans. on Energy Conversion**. vol. 20, n. 2, p. 381-387, Junho 2005.
- [47] LASSETER, R. Dynamic models for micro-turbines and fuel cells. **Proceedings 2001 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting**, 2001.
- [48] EG&G Services, Parsons Inc., Science Applications International Corporation, **Fuel Cell Handbook**. 5^a ed.: Departamento de Energia dos Estados Unidos – Escritório de Energia Fóssil – Laboratório Nacional de Tecnologias de Energia, 2000.
- [49] HALL, D. J., COLCLASER, R. G. Transient modelling and simulation of tubular solid oxide fuel cells. **IEEE Trans. on Energy Conversion**. vol. 14, 1999, p. 749-753.
- [50] LUKAS, M. D., LEE, K. Y. e GHEZEL-AYAGH, H. An explicit dynamic model for direct reforming carbonate fuel cell stack. **IEEE Trans. on Energy Conversion**. vol. 16, 2001, p. 289-295.
- [51] PADULLÉS, J., AULTD, G. W., MCDONALD, J. R. An integrated SOFC plant dynamic model for power systems simulation. **Journal Power Sources**. vol. 86, p. 495-500, 2000.

- [52] PADULLÉS, J., AULT, G. W., MCDONALD, J. R. An approach to the dynamic modelling of fuel cell characteristics for distributed generation operation. **IEEE Power Engineering Society Winter Meeting**, 2000.
- [53] SEDGHISIGARCHI, K. e FELIACHI, A. Dynamic and Transient Analysis of Power Distribution Systems with Fuel Cells – Part I (Fuel Cell Dynamic Model), Part II (Control and Stability Enhancement). **IEEE Trans. on Energy Conversion**. vol. 19, n. 2, p. 423-434, Junho 2004.
- [54] FuelCell Energy, Inc. **2,8 Megawatts DFC3000**. Danbury, Connecticut, 2010. Disponível em: http://www.fuelcellenergy.com/assets/PID000156_FCE_DFC3000_r3_hires.pdf.
- [55] Bloom Energy Corporation. **ES-5700**. Sunnyvale, California, 2015. Disponível em: http://c0688662.cdn.cloudfiles.rackspacecloud.com/downloads_pdf_Bloomenergy_DataSheet_ES-5700.pdf.
- [56] Fuel Cell Today. **The Fuel Cell Industry Review 2013**. Royston, Hertfordshire, 2013. Disponível em: <http://www.fuelcelltoday.com/analysis/industry-review/2013/the-industry-review-2013>.
- [57] POSCO Energy. **Fuel Cell Sites**. 2014. Disponível em: http://eng.poscoenergy.com/eng/renew/_service/business/battery/in-stall.asp.
- [58] Bloom Energy Corporation. **Delmarva Power**. Disponível em: <http://www.bloomenergy.com/customer-fuel-cell/delmarva-power-clean-energy/>.
- [59] Dominion Corporate. **Dominion Bridgeport Fuel Cell**. 2015. Disponível em: <https://www.dom.com/corporate/what-we-do/electricity/generation/fossil-fueled-power-stations/dominion-bridgeport-fuel-cell>.

- **Sistemas de Fontes de Biomassa**

- [60] WATANABE, M. et al. Trial biomass map production in Riau Province, Indonesia using L-band SAR data. **Synthetic Aperture**

- Radar (AP SAR), 2013 Asia-Pacific Conference.** 2013, p. 152-155.
- [61] WAEWSAK, J. et al. A Biomass Gas Engine System for Power Generation of OTOP Building in Southern Thailand. **Clean Electrical Power, 2007. ICCEP '07. Conferência Internacional, 2007.** p. 415-422.
- [62] FAKHIMGHANBARZADEH, B., MARZI, H., ABOLGHASEM, H. Optimization of biomass waste gasification Combined Heat and Power System. **Electric Power and Energy Conference (EPEC), 2010 IEEE.** 2010, p. 1- 6.
- [63] PIROUTI, M., WU, J., EKANAYAKE, J. e JENKINS, N. Dynamic modelling and control of a direct-combustion biomass CHP unit. **Universities Power Engineering International Conference (UPEC).** 2010, 45^a edição, 2010, p. 1- 6.
- [64] DONG, W. et al. The dynamic model for sustainable biomass production system. **Energy Conversion Engineering Conference, 1997. IECEC-97., Proceedings of the 32nd Intersociety.** vol. 3, 1997, p. 1797-1802.
- [65] Energy and Environmental Analysis, Inc., an ICF International Company, and Eastern Research Group, Inc. (ERG). **Biomass Combined Heat and Power Catalog of Technologies.** U. S. Environmental Protection Agency Combined Heat and Power Partnership, 2007.
- [66] Associação de Pellet de Madeira do Canadá. **WOOD PELLET ASSOCIATION OF CANADA.** 2012-2015. Disponível em: <http://www.pellet.org/wpac-news/drax-fires-up-biomass-power>.
- [67] E.ON SE. **Sustainability Criteria for Biomass.** 2015. Disponível em: <http://www.eon.com/en/sustainability/governance-and-integrity/sustainable-procurement/biomass.html>.
- [68] GDF SUEZ. **GDF SUEZ unveils the Rodenhuize 100% biomass power station in Belgium.** 2011. Disponível em: <http://www.gdfsuez.com/en/journalists/press-releases/gdf-suez-unveils-the-rodenhuize-100-biomass-power-station-in-belgium/>.
- [69] POHJOLAN VOIMA. **WISAPOWER, PIETARSAARI.** Disponível em: <http://www.pohjolanvoima.fi/voimalaitokset/lampovoima/wisapower-pietarsaari>.

- [70] EurObserv'ER. **SOLID BIOMASS BAROMETER**. 2013. Disponível em: http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/observ/baro219_en.pdf.
- [71] IESO - Independent Electricity System Operator. **Atikokan Generating Station (205 MW) – Atikokan**. 2009-2015. Disponível em: <http://www.powerauthority.on.ca/current-electricity-contracts/bio-energy/atikokan-generating-station-205-mw-atikokan>.
- [72] WILTSEE, G. **Lessons Learned from Existing Biomass Power Plants** Fevereiro 2000. Disponível em: <http://www.nrel.gov/docs/fy00osti/26946.pdf>.
- **Avaliação de Sistemas Elétricos de Potência**
- [73] RESENDE, F. O.; LOPES, J. Evaluating the performance of external fault ride-through solutions used in wind farms with fixed speed induction generators when facing unbalanced faults. **IEEE Power Tech Conference**, Bucareste (Romênia), 2 Julho 2009.
- [74] FINK, S. et al. **Estudos de Caso de Corte de Energia Eólica**. Laboratório Nacional de Energias Renováveis. EUA. 2009. (Relatório Técnico NREL/SR-550-46716).
- [75] BURKE, D. J.; O'MALLEY, M. Factors influencing wind energy curtailment. **IEEE Transactions Sustainable Energy**, v. 2, n. 2, p. 185-193, 2011.
- [76] BILLINTON, R.; HUA, C. Assessment of risk-based capacity benefit factors associated with wind energy conversion systems. **IEEE Transactions Power Systems**, v. 13, n. 3, p. 1191-1196, Agosto 1998.
- [77] BAGEN, B.; BILLINTON, R. Incorporating well-being considerations in generating systems using energy storage. **IEEE Transactions Energy Convers.**, v. 20, n. 1, p. 225-230, Março 2005.
- [78] WANGDEE, W.; BILLINTON, R. Considering load-carrying capability and wind speed correlation of WECS in generation adequacy assessment. **IEEE Transactions Energy Convers.**, v. 21, n. 3, p. 734-741, Setembro 2006.
- [79] LINGFENG, W.; SINGH, C. Population-based intelligent search in reliability evaluation of generation systems with wind power

- penetration. **IEEE Transactions Power Systems**, v. 23, n. 3, p. 1336-1345, Agosto 2008.
- [80] WANGDEE, W.; WENYUAN, L.; BILLINTON, R. Coordinating wind and hydro generation to increase the effective load carrying capability. **11a Conferência Internacional PMAPS (Probabilistic Methods Applied to Power Systems)**, Singapura, 14-17 Junho 2010.
- [81] WANGDEE, W.; BILLINTON, R. Reliability assessment of bulk electric systems containing largewind farms. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 29, n. 10, p. 759-766, Dezembro 2007.
- [82] BILLINTON, R.; YI, G.; KARKI, R. Composite system adequacy assessment incorporating large-scale wind energy conversion considering wind speed-correlation. **IEEE Transactions Power Systems**, v. 24, n. 3, p. 1375-1382, Agosto 2009.
- [83] BILLINTON, R.; KARKI, R. Maintaining supply reliability of small isolated power systems using renewable energy. **IEE Proceedings - Generation, Transmission & Distribution**, v. 148, n. 6, p. 530-534, Novembro 2001.
- [84] KARKI, R.; PATEL, J. Transmission system adequacy evaluation considering wind power. **Proc. Electrical and Computer Engineering Canadian Conference**, 1-4 Maio 2005.
- [85] BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Engineering Systems: concepts and techniques**. 2. ed. New York: Springer Science + Business Media, 1992.
- [86] BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability of Power Systems**. 2. ed. New York: Plenum Press, 1996.
- [87] BILLINTON, R.; SATISH, J. Predictive Assessment of Bulk-System-Reliability Performance Indices. **IEEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution**, v. 141, n. 5, p. 466-472, Sep. 1994.
- [88] BREMERMAN, L. E. et al. Electric Vehicle Models for Evaluating the Security of Supply. **Electric Power Systems Research / Elsevier**, n. 111, p. 32-39, 2014.
- [89] BROWN, R. E. **Electric Power Distribution Reliability**. 2. ed. Boca Raton (FL): CRC Press, 2009.

- [90] CALADO, D. E. D. **Representação de Curto-Circuito Probabilístico na Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição**. Florianópolis (SC): Dissertação (Mestrado) - PPGEEL, Universidade Federal de Santa Catarina, 2015.
- [91] CARVALHO, L. D. M. **Advances on the Sequential Monte Carlo Reliability Assessment of Generation-Transmission Systems using Cross-Entropy and Population-based Methods**. Porto-PT: Thesis (Doctor of Philosophy) - Department of Electrical and Computer Engineering, Faculty of Engineering of the University of Porto, 2013.
- [92] CARVALHO, L. D. M. et al. Probabilistic Analysis for Maximizing the Grid Integration of Wind Power Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 4, p. 2323-2331, 4 November 2012.
- [93] DIAS, J. A. S. **Avaliação da Confiabilidade Composta baseada em Simulação Monte Carlo com representação da Geração Eólica**. Rio de Janeiro (RJ): Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008.
- [94] IEEE. IEEE Reliability Test System. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, n. 6, p. 2047-2054, Nov./Dec. 1979.
- [95] PEREIRA, M. V. F.; BALU, N. J. Composite Generation/Transmission Reliability Evaluation. **Proceedings of IEEE**, v. 80, n. 4, p. 470-491, april 1992.
- [96] PEREIRA, V. F. et al. Combining Analytical Models and Monte-Carlo Techniques in Probabilistic Power System Analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 1, p. 265-272, Feb. 1992.
- [97] ROSA, M. **Reliability Calculation Methods - Analytical and Simulation Methods Applied to Composite Generation and Transmission System Reliability Evaluation**. Florianópolis (SC): Notas de Aula - Pós-Graduação (PPGEEL-UFSC), 2014.
- [98] RUBINSTEIN, R. Y.; KROESE, D. P. **Simulation and the Monte Carlo Method**. 2. ed. Hoboken (NJ): John Wiley & Sons, 2008.

[99] SHOOMAN, M. L. **Probabilistic Reliability: an Engineering Approach**. 1. ed. New York: MsGraw-Hill, 1968.

- **Diversos – Setor Elétrico e Setor Sucroalcooleiro**

[100] ANEEL. **BIG - Banco de Informações de Geração**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.

[101] BRUMER, E. **Oportunidades e Desafios da geração de energia elétrica através de resíduos de cana no Estado de São Paulo**. São Paulo: Dissertação (Mestrado em Ciências) - Programa de Pós-Graduação em Energia, Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, 2014.

[102] CARREIRA, M. L. **Desempenho Operacional, Econômico e Energético do Transporte de Cana-de-Açúcar: um estudo de caso**. Piracicaba (SP): Dissertação (Mestrado) - Escola Superior de Agricultura "Luiz de Queiroz", Universidade de São Paulo, 2010.

[103] CASTRO, N. J. D. et al. A Importância das Fontes Alternativas e Renováveis na Evolução da Matriz Elétrica Brasileira. **V Seminário de Geração e Desenvolvimento Sustentável**, Rio de Janeiro, 25 Agosto 2009.

[104] CASTRO, N. J. D. et al. **Considerações sobre as Perspectivas da Matriz Elétrica Brasileira**. Grupo de Estudos do Setor Elétrico. Rio de Janeiro, p. 28. 2010. (Textos de Discussão do Setor Elétrico n. 29).

[105] CASTRO, N. J. D.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G. D. A. **Importância e Perspectivas da Bioeletricidade Sucroenergética na Matriz Elétrica Brasileira**. Grupo de Estudos do Setor Elétrico - GESEL, UFRJ. Rio de Janeiro.

[106] CASTRO, N. J. D.; DANTAS, G. D. A. Lições do PROINFA e do Leilão de Fontes Alternativas para Inserção da Bioeletricidade Sucroalcooleira na Matriz Elétrica Brasileira. **Congresso Internacional de Bioenergia**, Curitiba, 2008.

- [107] CCEE. **Leilões**. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>.
- [108] CONAB. **A Geração Termoelétrica com a Queima do Bagaço da Cana-de-Açúcar no Brasil - Análise de Desempenho da Safra 2009-2010**. Companhia Nacional de Abastecimento - CONAB. Brasil. 2011.
- [109] DANTAS, G. D. A. **O Impacto dos Créditos de Carbono na Rentabilidade da Cogeração Sucroalcooleira Brasileira**. Lisboa: Dissertação (Mestrado) - ISEG/Universidade Técnica de Lisboa, 2008.
- [110] FERREIRA, L. C. C. **Caracterização do Potencial Energético entre a Produção de Etanol Celulósico e a Cogeração a partir do Bagaço de Cana**. Brasília: Monografia (Graduação em Engenharia Mecânica) - Universidade de Brasília, 2012.
- [111] FILHO, N. F. S. et al. **O papel do BNDES na expansão do setor elétrico nacional e o mecanismo de Project Finance**. BNDES Setorial. Rio de Janeiro, p. 3-36. 2009. (29).
- [112] FILHO, P. L. D. **Análise de Custos na Geração de Energia com Bagaço de Cana-de-Açúcar: um estudo de caso em quatro usinas de São Paulo**. São Paulo: Dissertação (Mestre em Energia) - Universidade de São Paulo, 2009.
- [113] IANNONI, A. P. **Análise do Sistema Logístico de Descarga de Cana-de-Açúcar: um estudo de caso em uma grande usina na Região de Ribeirão Preto**. São Carlos (SP): Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de São Carlos, 2000.
- [114] IANNONI, A. P.; MORABITO, R. **Análise do Sistema Logístico de Recepção de Cana-de-Açúcar: um estudo de caso utilizando Simulação Discreta**. **Gestão e Produção**, v. 9, n. 2, p. 107-128, Agosto 2002.
- [115] IANNONI, A. P.; MORABITO, R. A. **A discrete simulation analysis of supply system**. **Transportation Research**, London, n. 42, p. 191-210, 2006.

- [116] MACÊDO, M. S. P. H. D.; LIMA, C. H. R. Modelagem Estatística do Impacto da Variabilidade Climática na Oferta Hidroenergética no Brasil. **XXI Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos**, Brasília-DF, Novembro 2015.
- [117] MAPA. **Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento**. Disponível em: <<http://www.agricultura.gov.br>>.
- [118] MARQUES, K. M.; ALVES, K. C. M.; BORGES, R. M. A **logística de transporte de cana-de-açúcar como uma especificidade da logística geral aplicada ao setor sucroalcooleiro**. Presidente Prudente: Monografia (Graduação) - Faculdades Integradas "Antonio Eufrasio de Toledo", 2006.
- [119] MIRANDA, I. C. D. **Aproveitamento energético a partir de resíduos de biomassa: bagaço e palha de cana-de-açúcar**. Rio de Janeiro: Dissertação (Mestrado) - Escola de Química, UFRJ, 2009.
- [120] MUNDIM, J. U. C. **Uso de Simulação de Eventos Discretos para o dimensionamento de frota de colheita e transporte de Cana-de-Açúcar**. São Paulo (SP): Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 2009.
- [121] NOVACANA. **Dados e Estatísticas - Cana, Etanol e Açúcar**. Disponível em: <<https://www.novacana.com>>.
- [122] NUNES, P. B. **Caracterização Logística do Sistema Agroindustrial da Cana-de-Açúcar no Centro-Sul do Brasil**. Piracicaba: Monografia (Graduação em Ciências Econômicas) - Escola Superior de Agricultura "Luiz de Queiroz", Universidade de São Paulo, 2010.
- [123] OPERADOR Nacional do Sistema - ONS. **Histórico da Operação**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.
- [124] QUEIROZ, G. M. D. O. R. **Análise de Dificuldades Técnicas e Econômicas na Inserção de Cogeração pelas Usinas Sucroalcooleiras**. Ilha Solteira: Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista, 2008.

- [125] SANTOS, F. A. D. **Análise da Aplicação da Biomassa de Cana como Fonte de Energia Elétrica**: Usina de Açúcar, Etanol e Bioeletricidade. São Paulo (SP): Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 2012.
- [126] SÃO MARTINHO. **Institucional**. Disponível em: <<http://www.saomartinho.ind.br/>>.
- [127] SILVA, J. E. A. R. D. **Desenvolvimento de um modelo de simulação para auxiliar o gerenciamento de sistemas de corte, carregamento e transporte de cana-de-açúcar**. São Carlos (SP): Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de São Carlos, 2006.
- [128] UNICA. **A Bioeletricidade da Cana em Números - Junho de 2016**. União da Indústria de Cana-de-açúcar - UNICA. Brasil. 2016.
- [129] ZANCANER, M. G.; SANTOS, T. B. D. S. Cogeração: Ampliação da Oferta de Energia Elétrica com a Biomassa (Bagaço da Cana-de-Açúcar). **Diálogos Interdisciplinares**, v. 2, n. 2, 2013. ISSN 2317-3793.
- [130] NOVA CANA. **Usinas a biomassa mantêm forte geração mesmo com safra menor de cana**. Disponível em: <<http://www.novacana.com>>.
- [131] ENERGISA. **Biomassa – UTE Santa Candida**. Disponível em: <<http://www.geracao.grupoenergisa.com.br>>.