

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

PAULO PATRÍCIO DA SILVA

**INFLUÊNCIA DOS ASPECTOS REGULATÓRIOS NO
PROCESSO DE TOMADA DE DECISÃO EM SISTEMAS DE
COGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: UM ESTUDO DE
CASO DO SETOR SUCROALCOOLEIRO DE MATO
GROSSO DO SUL**

Campo Grande – MS
Novembro-2009

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

PAULO PATRÍCIO DA SILVA

**INFLUÊNCIA DOS ASPECTOS REGULATÓRIOS NO
PROCESSO DE TOMADA DE DECISÃO EM SISTEMAS DE
COGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: UM ESTUDO DE
CASO DO SETOR SUCROALCOOLEIRO DE MATO
GROSSO DO SUL**

Dissertação apresentada para obtenção do título de Mestre ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, sob a orientação do Prof. Dr. Jéferson Meneguín Ortega .
Área de Concentração: Energia Elétrica

Campo Grande – MS

INFLUÊNCIA DOS ASPECTOS REGULATÓRIOS NO PROCESSO DE TOMADA DE DECISÃO EM SISTEMAS DE COGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO DO SETOR SUCROALCOOLEIRO DE MATO GROSSO DO SUL

Paulo Patrício da Silva

“Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em *Energia Elétrica*, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul.”

Jéferson Meneguín Ortega, Doutor
Orientador

Luciana Cambraia Leite, Doutora
Coordenadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora

Jéferson Meneguín Ortega, Doutor
Presidente

Antonio Carlos Aida Saia, Doutor

Paulo Irineu Koltermann, Doutor

A minha esposa amada Eng.^a Cristian Mara Mazzini Medeiros Patrício,
À minha filha Fernanda Mazzini Patrício,
À minha mãe,
Dorcelina Maria da Silva

Agradecimentos

Agradeço à minha mãe que me trouxe à vida, e também aos meus irmãos. Eles me ensinaram os primeiros passos, deram seu exemplo e souberam cultivar os valores morais essenciais para o sucesso.

Agradeço a minha esposa, Cristian Mara, por manter acesa a chama do amor, por me fazer sonhar. À Fernanda, minha filha, peço perdão pelo tempo que lhe roubei, pela desatenção em tantos momentos em que estive dedicando a este trabalho.

Aos meus colegas de trabalho da Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Mato Grosso do Sul - AGEPAN, lotados na Câmara de Energia – CATENE, que tanto me auxiliaram, me ouviram, trocaram idéias, me emprestaram livros e contribuíram com informações essenciais ao desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus colegas do mestrado pela troca de experiência, pela amizade que sempre será lembrada.

Agradeço ao Departamento de Engenharia Elétrica, aos professores do Programa de Pós-Graduação Mestrado em Engenharia Elétrica que me estenderam a mão antes mesmo de iniciar este trabalho, João Onofre e Luciana.

Aos demais professores do mestrado, que dedicaram e, com competência, proporcionaram os ensinamentos que me habilitaram desenvolver este trabalho, em especial ao meu Orientador, Professor Jéferson Meneguim Ortega, que confiou em mim, me auxiliou a formatar as idéias, muitas vezes esparsas, teve a paciência de ler e reler não só este trabalho como os demais artigos publicados e que tantas vezes, com palavras de fé, me auxiliou a superar dificuldades.

Aos funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica, pela atenção que sempre tiveram e pela presteza que atenderam as minhas necessidades.

E acima de tudo agradeço a Deus por me permitir estar aqui e alcançar esta etapa tão importante de minha vida.

Resumo da Dissertação apresentada à UFMS como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

INFLUÊNCIA DOS ASPECTOS REGULATÓRIOS NO PROCESSO DE TOMADA DE DECISÃO EM SISTEMAS DE COGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO DO SETOR SUCROALCOOLEIRO DE MATO GROSSO DO SUL

Paulo Patrício da Silva

Novembro/2009

Orientador: Jéferson Meneguín Ortega

Área de Concentração: Energia Elétrica.

Palavras-chave: Dinâmica de Sistemas, Setor Sucroalcooleiro, Sistemas de Cogeração, Tomada de Decisão.

Número de páginas: 137

O objetivo geral deste trabalho é apresentar um método de estudo desenvolvido para analisar a influência dos aspectos regulatórios do setor elétrico brasileiro na cogeração de energia elétrica, tomando como foco, estudos de caso do setor sucroalcooleiro de Mato Grosso do Sul. Foram contextualizadas diversas características de mecanismos de inserção incentivada para fontes de energia alternativas renováveis, praticados no Brasil até o ano de 2009. Para dar suporte ao estudo, foram identificadas as variáveis determinantes e aplicadas na modelagem de um sistema de cogeração em um ambiente computacional. Com a ajuda da técnica de Dinâmica de Sistemas foram representadas as diversas relações causais dos eventos relacionados à cogeração de eletricidade em usinas sucroalcooleiras e foi desenvolvido um simulador no software Powersim denominado SCG. A aplicação desse método de estudo possibilitou a avaliação da dinâmica do negócio de cogeração e dos processos interativos que influenciam na sua viabilização. Através das simulações executadas através do SCG, foram analisadas e representadas diversas influências de aspectos regulatórios na tomada de decisão relacionada ao investimento na cogeração de energia elétrica pela indústria canavieira que atualmente se instala no Estado de Mato Grosso do Sul.

Abstract of Dissertation presented to UFMS as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

REGULATORY ASPECTS INFLUENCING IN THE PROCESS OF DECISION-MAKING IN ELECTRICAL COGENERATION SYSTEMS: A CASE STUDY OF THE SUGAR-ALCOHOL SECTOR OF MATO GROSSO DO SUL

Paulo Patrício da Silva

November / 2009

Advisor: Jéferson Meneguim Ortega

Area of Concentration: Electrical Energy.

Keywords: System Dynamics, Sugar and Alcohol Sector, Cogeneration Systems, Decision-Making.

Number of Pages: 137

The aim of this work is to introduce a method of study the influence of regulatory aspects of the Brazilian Electricity Sector in cogeneration of electric power, focusing on the case study of the sugar-alcohol production centers of the State of Mato Grosso do Sul. Were contextualized the various features of the encouraged insertion mechanisms to renewable alternative energy sources used in Brazil until the year 2009. To support the study, were identified determinant variables and applied in the modeling of a cogeneration system in a computing environment. Through dynamic of systems techniques were represented the various causal relationships of events related to the cogeneration of electricity from sugarcane mills and has developed simulator software, called SCG, using the dynamic of systems simulation software, Powersim Studio. The application of this method of study enabled the evaluation of the dynamics of the cogeneration business and interactive processes that influence their development. Through simulations, run through the SCG, were analyzed and represented various influences of regulatory aspects in decision making related to investments in cogeneration of electricity in the sugar and alcohol industry which is currently installed in the State of Mato Grosso do Sul.

SUMÁRIO

Abreviaturas / Siglas	xii
Lista de Figuras	xvi
Lista de Tabelas.....	xviii
Capítulo 1. Introdução.....	18
1.1. Antecedentes	18
1.2. Motivação	23
1.3. Objetivos da Dissertação	24
1.3.1. Objetivo Geral	24
1.3.2. Objetivos Específicos.....	24
1.4. Revisão Bibliográfica.....	25
1.5. Organização do Trabalho.....	33
Capítulo 2. Aspectos Regulamentares do Setor Elétrico Brasileiro	35
2.1. Introdução	35
2.2. Modelo de Transição - 1ª Fase da Reestruturação	35
2.3. Modelo Atual - 2ª Fase da Reestruturação	38
2.4. Características Atuais do Modelo	40
2.5. Conclusões do Capítulo	44
Capítulo 3. Os Agentes e o Mercado de Energia para o Setor de Cogeração.....	46
3.1. Introdução	46
3.2. A Produção Independente de Energia Elétrica.....	46
3.2.1. Autoprodutor de Energia - APE.....	47
3.2.2. Produtor Independente de Energia - PIE.....	49
3.2.3. Produtor Independente Autônomo - PIA.....	50

3.3.	Consumidor Livre	51
3.4.	Modelo Comercialização de Energia no Brasil	53
3.5.	Ambiente de Contratação Regulada - ACR	55
3.5.1.	Garantia Física	57
3.5.2.	Índice de Custo Benefício (ICB)	60
3.5.3.	Leilões de Energia Nova	62
3.5.4.	Leilões de Energia de Reserva	63
3.5.5.	Participação da Biomassa nos Leilões	64
3.6.	Ambiente de Contratação Livre - ACL	65
3.7.	Mercado de Geração Distribuída – GD	66
3.7.1.	Valor Anual de Referência	67
3.7.2.	Chamada Pública para GD	68
3.8.	PROINFA	69
3.8.1.	Primeira Etapa PROINFA	69
3.8.2.	Segunda Etapa PROINFA	71
3.9.	Conclusões do Capítulo	71
Capítulo 4.	Acesso às Redes de Transmissão e Distribuição	74
4.1.	Introdução	74
4.2.	Sistema Elétrico de Mato Grosso do Sul	74
4.3.	Os Contratos para Acesso à Rede	76
4.4.	Encargos Setoriais	77
4.5.	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - TUST	78
4.6.	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD	79
4.7.	Descontos na TUST e na TUSD	80
4.8.	Outros Incentivos	80
4.9.	Outros Aspectos Regulatórios	82
4.10.	Conclusões do Capítulo	83

Capítulo 5.	Modelagem via Dinâmica de Sistemas	85
5.1.	Introdução	85
5.2.	Dinâmica de Sistemas	85
5.3.	Pensamento Sistêmico	86
5.4.	Conceito de Dinâmica de Sistemas	87
5.4.1.	Diagrama de Laço Causal - DLC	88
5.4.2.	Diagrama de Estoque e Fluxo - DEF	89
5.5.	Simulador SCG	90
5.6.	Modelagem do Problema de Tomada de Decisão.....	91
5.7.	Estrutura do Simulador SCG.....	94
5.8.	Módulo Técnico.....	95
5.8.1.	Energia de Referência	96
5.8.2.	Potência do Gerador.....	97
5.8.3.	Sazonalização.....	98
5.8.4.	Opções de Tecnologias	99
5.8.5.	Simulação do Processo Produtivo.....	100
5.9.	Módulo Comercialização e Mercados	101
5.10.	Módulo Regulatório	104
5.11.	Módulo Econômico.....	106
5.11.1.	Avaliação de Projetos pelo Método do VPL.....	107
5.11.2.	Taxa Mínima de Atratividade - TMA	108
5.11.3.	Avaliação de Projetos pelo Método da TIR.....	108
5.11.4.	Avaliação de Projetos pelo Método de Payback.....	109
5.12.	Visão Geral do Simulador	109
5.13.	Conclusões do Capítulo	113
Capítulo 6.	Análises Realizadas através do SCG.....	115
6.1.	Introdução	115

6.2. Método de Obtenção de Dados	116
6.2.1. Dados de Contratos	116
6.2.2. Dados de Conexão	117
6.2.3. Dados da Central Termelétrica	118
6.3. Montagem dos Cenários de Comercialização	119
6.4. Simulação e Análise Econômica.....	120
6.4.1. Estudo de Caso 1 - Sensibilidade aos Descontos na TUSD/TUST.....	122
6.4.2. Estudo de Caso 2 – Sensibilidade à variação do Custo de Conexão ...	124
6.4.3. Estudo de Caso 3 – Sensibilidade à variação do Valor de Referência ..	125
6.4.4. Estudo de Caso 4 – Sensibilidade à Insuficiência de Lastro no ACR	127
6.4.5. Estudo de Caso 5 – Análise de Contratação em Diferentes Mercados..	129
Capítulo 7. Considerações Finais	131
7.1. Proposta de Trabalhos Futuros.....	133
Referências Bibliográficas	134

Abreviaturas / Siglas

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APE	Autoprodutor de Energia
APMPE	Associação Brasileira dos Pequenos e Médios Produtores de Energia Elétrica
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCD	Contrato de Conexão à Distribuição
CCEAR	Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCT	Contrato de Conexão à Transmissão
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CEC	Custo Econômico de Curto Prazo
CECON	Valor Econômico Correspondente à Tecnologia Específica da Fonte
CF	Custos fixos
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CGE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
CL	Consumidor Livre
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COP	Custo Variável de Operação
$\text{Cos}(\varphi)$	Fator de potência
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
D	Concessionária de Distribuição
DEF	Diagrama de Estoque e Fluxo
Disp_m	Disponibilidade energética máxima mensal
Disp_{med}	Disponibilidade energética média mensal
DIT	Demais Instalações de Transmissão
DLC	Diagrama de Laço Causal
E	Montante de insuficiência de lastro

$\bar{E}$	Valor esperado da produção de energia elétrica no mês
E_{ano}	Disponibilidade de energia ano
E_i	Capacidade de produção da usina termelétrica no mês “i”
ELEKTRO	Elektro Eletricidade e Serviços S.A.
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
ELETROSUL	ELETROSUL Centrais Elétricas S.A.
$E_{\text{mês}}(il)$	Disponibilidade de energia no mês “i”
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
E_{REF}	Energia de Referência
ER	Energia de Reserva
$E_{\text{sazonal}}(i)$	Percentual de energia sazonalizada no mês “i”
ESS	Encargos dos Serviços do Sistema
FA	Fonte Alternativa
FC	Fator de cogeração
FC_{MAX}	Fator de capacidade máximo da usina
FC_t	Fluxo de caixa
Gc	Geração despachada centralizadamente pelo ONS
Gd	Geração não despachada centralizadamente pelo ONS
GD	Geração Distribuída
GF	Garantia física
I	Investimento inicial em cogeração
ICB	Índice de Custo Benefício
ICG	Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado
Inflex_m	Geração mínima inflexível
IP	Índice médio de indisponibilidade programada
k	Taxa requerida de juros
kV	Quilovolt
kVar	Quilovolt-ampère-reactivo
kVarh	Quilovolt-ampère-reactivo-hora
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
LI	Licença Ambiental de Instalação
m	Mês

MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatt
MWh	Megawat-hora
MWmed	Megawatt médio
N/NE	Norte/Nordeste
SE/CO	Submercado Sudeste/Centro
O&M	Operação e Manutenção
°C	Graus Celsius
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	Pesquisa de Desenvolvimento
PBD	<i>Payback</i> Descontado
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PCI	Poder Calorífico Inferior
P_g	Potência do gerador
PIA	Produtor Independente de Autônomo
PIE	Produtor Independente de Energia
PIS	Programa de Integração Social
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
P_m	Potência motora do acionador
Pot	Potência habilitada
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
Q_i	Média mensal do consumo diário de combustível
QL	Quantidade de lotes
RAV	Receita Anual Variável
RB	Rede Básica
RESEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RF	Receita fixa
RGR	Reserva Global de Reversão
SAEGET	Sistemas de Análise para Expansão da Geração Termelétrica
SEPROTUR	Secretaria de Produção e Turismo do MS
SCG	Simulador de Cogeração
SIN	Sistema Elétrico Interligado Nacional
TEIF	Índice esperado de indisponibilidade forçada

TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UFMS	Universidade Federal de Mato Grosso do Sul
UTE	Usina Termoelétrica
VPL	Valor Presente Líquido
VR	Valor Anual de Referência
X	Fator de ponderação
X_{PLD}	Média ponderada mensal dos PLD
$\eta_{ge}(i)$	Rendimento geral da usina termelétrica no mês “i”

Lista de Figuras

Figura 1.1	Áreas de expansão da fronteira da agricultura canavieira e previsão de expansão do parque gerador hidrotérmico.	20
Figura 2.1	Comparação entre as estruturas de mercado nas duas fases do modelo.	43
Figura 3.1	Fluxograma do Registro, Autorização, ou Concessão de uma Usina Termoelétrica - UTE.....	48
Figura 3.2	Sazonalidade da produção do agente de cogeração por bagaço de cana.....	53
Figura 3.3	Modelo de comercialização de energia elétrica no Brasil.....	54
Figura 3.4	Amortização dos investimentos do PROINFA previstos pela ELETROBRÁS.....	70
Figura 3.5	Fluxograma para a contratação de energia elétrica produzida por meio de cogeração.	73
Figura 4.1	Visualização do sistema de geração, distribuição, de transmissão no Estado de Mato Grosso do Sul.	75
Figura 4.2	Tipos de tarifas e encargos de conexão associadas aos contratos de acesso ao sistema elétrico.....	79
Figura 5.1	Circuito RC e Diagrama de Laço Causal do Circuito RC.....	87
Figura 5.2	Diagrama de Estoque e Fluxo do Circuito RC e Simulação para $R=1000\ \Omega$ e $C=2\mu F$	89
Figura 5.3	Diagrama de Laço Causal do problema de Tomada de Decisão.	92
Figura 5.4	Laços de realimentação detalhando a influência do investimento em tecnologia no VPL.	93
Figura 5.5	Detalhe do DLC ressaltando a realimentação do VPL a partir da alteração dos cenários de comercialização.	94
Figura 5.6	Garantias Físicas das usinas participantes do Leilão de Energia de Reserva - 2008.....	98
Figura 5.7	Curva do rendimento total do processo produtivo usada no simulador SICOG1.....	101
Figura 5.8	Perfil da curva VPLxTMA.....	108
Figura 5.9	Tela de Controle dos Módulo Técnico e de Regulação.....	112

Figura 5.10	Tela de Controle dos Módulos Comercialização e Mercado e Econômico.	113
Figura 6.1	Diagrama de Blocos do simulador SCG.	115
Figura 6.5	Perfil do VPL para UTE operando com níveis de bagaço de cana insuficiente para atender a toda a geração contratada.	128

Lista de Tabelas

Tabela 1-1	Matriz elétrica brasileira em 2009	22
Tabela 2-1	Principais diferenças entre os modelos, antigo (até 1995), transição para livre mercado (1995 a 2003) e o novo modelo (a partir de 2004).....	42
Tabela 3-1	Energia proveniente de termelétricas negociada nos leilões de energia nova da ANEEL.....	65
Tabela 3-2	Primeira chamada pública / ELETROBRÁS	70
Tabela 3-3	Segunda chamada pública – MME	71
Tabela 3-4	Resultado final do PROINFA	71
Tabela 5-1	Hipóteses adotadas simulação considerando diferentes tecnologias.	100
Tabela 5-2	Opções de local e tensão de ligação estabelecida no simulador	105
Tabela 6-1	Resultados de Energia/Investimento x Opções de Tecnologia para os cenários do Caso-Base.....	122
Tabela 6-2	PBD e TIR x Opções de tecnologia para os cenários do Caso-Base.....	122
Tabela 6-3	PBD e TIR x Opções de Tecnologia alterando de 30MW para 50MW as UTEs com direito a Descontos na TUSD/TUST	123
Tabela 6-4	PBD e TIR x Opções de Tecnologia para Conexão em ICG à 20 km - linha de 13.8 kV.	124
Tabela 6-5	PBD e TIR x Opções de Tecnologia para Conexão em RB, em uma subestação de uma transmissora distante 20 km da UTE.	125
Tabela 6-6	PBD e TIR x Opções de Tecnologia para Venda no mercado GD pelo valor VR + 10%, ou de 141,83 R\$/MWh.....	126
Tabela 6-7	Taxa Interna de Retorno x Opções de Tecnologia	129

Capítulo 1. Introdução

1.1. Antecedentes

A maior parte do sistema de geração e distribuição de energia elétrica no Brasil é interligada, isto é, uma demanda de energia é atendida pelo aumento da oferta em qualquer ponto do sistema. Dessa forma, o planejamento e a operação da geração, transmissão e da distribuição de energia tornam-se mais eficientes. Todavia, essa eficiência tem um custo, pois os sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica são caracterizados pela inclusão de elevadas perdas ao sistema elétrico como um todo. Ademais, o aumento contínuo da demanda de energia elétrica e as exigências crescentes do mercado por melhoria na qualidade do fornecimento exigem dos grandes sistemas centralizados de geração novas condições de operação que podem levá-lo a apresentar sinais de vulnerabilidade.

Uma das formas de minimizar as perdas de energia através das linhas de transmissão e acrescentar confiabilidade ao sistema é descentralizar a geração de energia. A energia gerada pode ser consumida perto dos locais de geração, não sendo necessário o transporte da mesma para outra localidade. Este tipo de sistema de geração, chamado de Geração Distribuída (GD) pode contribuir para desobstruir as linhas de transmissão existentes e garantir maior confiabilidade no transporte de grandes blocos de energia entre as regiões.

Dessa forma vêm se fortalecendo as opiniões em favor da criação de oportunidades para o avanço dos sistemas através dos quais os clientes finais (indústria, comércio e serviços), utilizando fontes de energia primária disponível (biomassa e gás natural), produzem, consomem e administram as suas necessidades de energia elétrica e térmica, com fatores de eficiência energética e de custos posicionados conforme a visão estratégica dos seus empreendedores.

Um processo que pode ser aplicado a inúmeros setores de atividade e fortalece a ótica da Geração Distribuída é a cogeração. Cogeração é a produção de forma sequenciada e simultânea de duas ou mais formas de energia a partir de um único combustível. O processo mais comum é a produção de eletricidade e energia térmica a partir do uso de gás natural e/ou da biomassa.

Nesse contexto, o Estado de Mato Grosso do Sul dispõe de diversas alternativas para expansão da cogeração de Energia Elétrica tanto por meio de fontes alternativas quanto convencionais. Todavia, devido à expansão da indústria sucroalcooleira, a que mais desperta o interesse é a cogeração por meio de bagaço de cana.

Segundo SILVA [1], a cogeração a partir do bagaço de cana deve ser analisada em diferentes aspectos quando se comparada às outras modalidades de geração de energia elétrica: aspectos técnico/econômico e ambientais quando se compara à geração térmica; aspectos sistêmicos e sócio-econômicos, quando se compara à geração hidráulica. Nesse prisma, algumas vantagens da cogeração no setor sucroalcooleiro podem ser numeradas:

1. Pode ser instrumento para induzir uma interação positiva nos setores elétrico e sucroalcooleiro com reflexos, também positivos, no meio ambiente;
2. Provável fortalecimento da indústria sucroalcooleira local, de mão de obra intensiva, pela agregação de mais uma fonte de receita previamente garantida por contratos de venda;
3. Inserção de uma modalidade de geração cujo pico da oferta está justamente no período de maior estiagem dos reservatórios das usinas hidrelétricas; e,
4. Os níveis de emissão de gases poluentes são mínimos quando comparados à geração térmica que utiliza combustíveis fósseis para geração de calor.

Até maio de 2007 existia em Mato Grosso do Sul nove unidades de cogeração em usinas de açúcar/álcool, todas construídas sob a égide do modelo antigo do setor elétrico que inviabilizava a venda de excedentes de energia elétrica por unidades cogeradoras. Nestas plantas, a cogeração se limitava a produzir energia elétrica apenas para ser consumida na própria usina. Nesse contexto, a maioria das centrais cogeradoras foi projetada para gerar energia elétrica através de caldeiras de baixa pressão, fornecendo vapor para turbinas de contrapressão de baixo rendimento.

Para as novas usinas em construção ou com previsão para instalação no Estado a partir de 2010, este cenário deve mudar. Com a reestruturação do setor

elétrico brasileiro, a criação do Produtor Independente de Energia (PIE) e do Consumidor Livre, a opção de venda de energia em um mercado regulado onde são adotados contratos de longo prazo ou em um mercado livre onde é estimulada a competição entre os agentes, e, mais recentemente, com a inserção regulada da bioeletricidade no sistema elétrico brasileiro via leilões de energia de reserva, criou-se um novo contexto para esta modalidade de geração de energia elétrica.

Em Mato Grosso do Sul, há possibilidade de se ter uma grande expansão da cogeração de energia elétrica por bagaço de cana resultante da expansão do setor sucroalcooleiro.

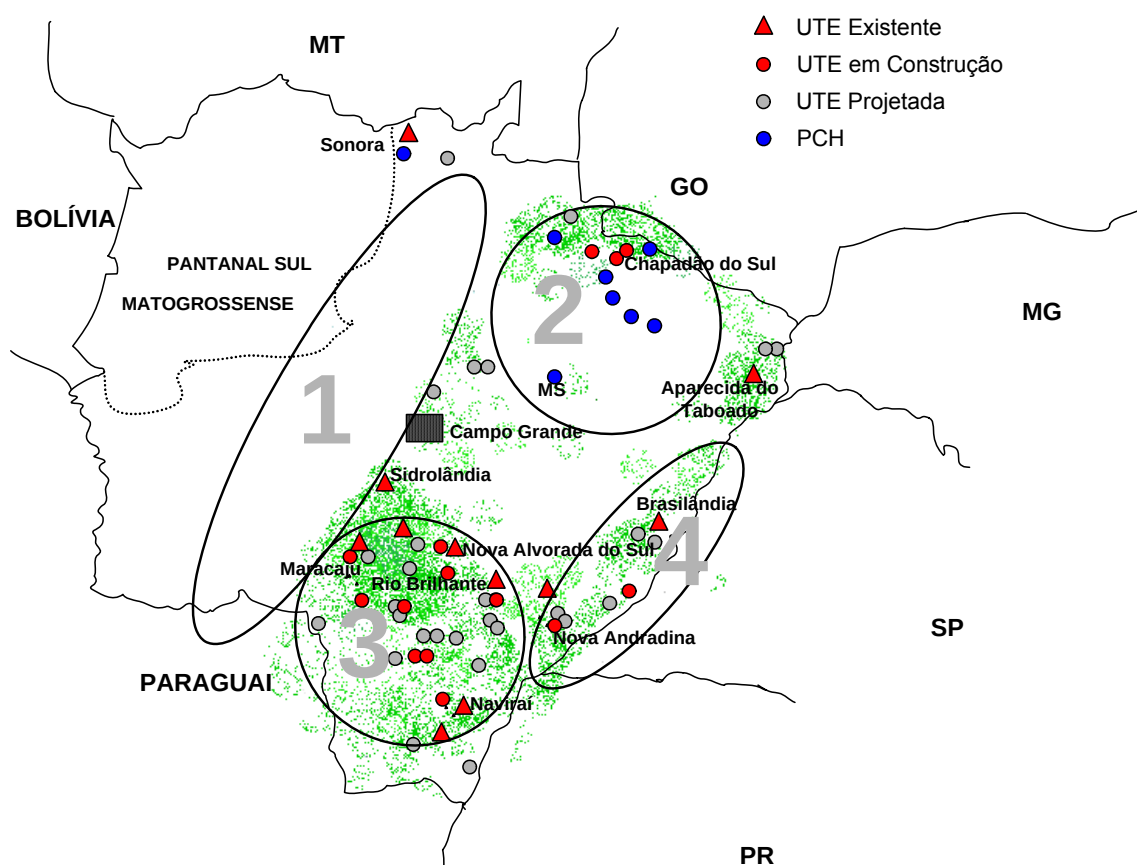


Figura 1.1 – Áreas de expansão da fronteira da agricultura canavieira e previsão de expansão do parque gerador hidrotérmico.

A Figura 1.1 apresenta as áreas de Mato Grosso do Sul onde é possível expandir a fronteira canavieira bem como a previsão de expansão do parque gerador hidrotérmico. As UTEs (unidades termoeletricas) relacionadas nessa figura são as movidas pela biomassa da cana. Atualmente existem 11 usinas termoeletricas movidas à biomassa em operação e 14 em construção no Estado, mas dados da

Secretaria de Produção e Turismo do MS – SEPROTUR, indicam a possibilidade de instalação de quarenta usinas de açúcar e álcool em Mato Grosso do Sul elevando, portanto, o parque cogrador.

Na área “1”, observada na Figura 1.1, está o limite do pantanal sulmatogrossense, correspondente à região da bacia do rio Paraguai e seus afluentes e é atingida pela proibição da Lei Estadual nº 328. Nesta área não podem ser instaladas usinas de açúcar e/ou álcool. A área “2”, na divisa com o Estado de Goiás, é uma importante área de produção de energia elétrica por meio de fontes alternativas porque conjuga a produção por cogeração através do bagaço de cana com pequenas centrais hidrelétricas ao longo dos rios Sucuriú e Aporé. Isso viabiliza a construção de linhas de transmissão em tensões elevadas diminuindo as perdas no sistema de transmissão.

A área “3”, na região centro-sul do Estado, foi viabilizada com diversas usinas de açúcar e álcool em construção, algumas delas, oriundas de projetos que migraram da área “1” após uma tentativa frustrada de alteração no mecanismo regulamentar de proteção ambiental da região influenciada pela bacia do Rio Paraguai. A área “4” é uma região propícia para instalação de indústrias do setor sucroalcooleiro devido à sua proximidade com a hidrovia Tietê-Paraná, mas, no momento, a cogeração é inviabilizada pela ausência de linhas de transmissão que possam escoar a energia produzida.

Na Figura 1.1 podem ser observadas as usinas hidráulicas (PCH) e as usinas termelétricas (UTE) em operação, em construção, em projeto ou estudo de viabilidade. Considerando a previsão da SEPROTUR para o setor sucroalcooleiro, o parque de cogeração de energia elétrica nesse setor, tomando por base uma projeção de 90.000 a 102.000 MWh ao ano por milhão de toneladas de cana-de-açúcar processada, considerando 203 dias de colheita gerando energia 24 horas por dia, a produção de energia elétrica por cogeração pode chegar a 3.000 MW, ou seja, a capacidade instalada por cogeração pode ser treze vezes maior que a capacidade atual. A tabela 1.1 apresenta a matriz elétrica brasileira em 2009 [2]. Observa-se que o parque instalado de usinas termelétricas que usam como fonte o bagaço de cana em operação é de 4.459 MW, o que corresponde a 3,9% do total.

Tabela 1-1 Matriz Elétrica Brasileira em 2009

Empreendimentos em Operação							
Tipo		Capacidade Instalada		%	Total		%
		N.º de Usinas	(kW)		N.º de Usinas	(kW)	
Hidro		820	78.299.429	68,52	820	78.299.429	68,52
Gás	Natural	94	10.811.412	9,46	126	12.057.895	10,55
	Processo	32	1.246.483	1,09			
Petróleo	Óleo Diesel	783	3.917.578	3,43	804	5.628.772	4,93
	Óleo Residual	21	1.711.194	1,5			
Biomassa	Bagaço de Cana	282	4.458.515	3,9	344	5.976.860	5,23
	Licor Negro	14	1.145.798	1			
	Madeira	33	298.867	0,26			
	Biogás	8	42.272	0,04			
	Casca de Arroz	7	31.408	0,03			
Nuclear		2	2.007.000	1,76	2	2.007.000	1,76
Carvão Mineral	Carvão Mineral	9	1.530.304	1,34	9	1.530.304	1,34
Eólica		36	602.284	0,53	36	602.284	0,53
Importação	Paraguai		5.650.000	5,46		8.170.000	7,15
	Argentina		2.250.000	2,17			
	Venezuela		200.000	0,19			
	Uruguai		70.000	0,07			
Total		2.141	114.272.544	100	2.141	114.272.544	100

Fonte: ANEEL

Apesar de todas as possibilidades percebidas e vantagens elencadas neste texto, a exportação de excedentes de eletricidade por cogeração no Estado de Mato Grosso do Sul não é uma certeza absoluta. No cálculo do custo de energia para a biomassa, o custo da conexão ao Sistema Interligado Nacional - SIN, ou seja, das linhas de transmissão e de possíveis ampliações nas subestações de conexão, ainda é um fator que pode inviabilizar os investimentos necessários.

Segundo SILVA, as características regionais podem inviabilizar os investimentos na cogeração de energia elétrica a partir do bagaço de cana, se, nos programas de incentivos, os valores estabelecidos para a energia da biomassa não forem acrescidos dos custos diferenciados no investimento da conexão. No Estado de Mato Grosso do Sul, o custo de conexão é comparável ao custo de investimento na planta. Isto inviabilizou os contratos assinados pelos agentes na primeira fase do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA. SILVA

sugere que uma solução seria a reavaliação da base de incentivos considerando as diferenças geográficas entre os Estados de uma mesma região.

Nesse contexto, a necessidade de uma pesquisa sobre o tema baseia-se na perspectiva de um número elevado de empresas desse setor se instalar no Estado de Mato Grosso do Sul.

Desenvolver de um modelo que permita avaliar a influência dos aspectos regulatórios no processo de tomada de decisão por parte do investidor e identificar os desafios a serem vencidos para a cogeração para exportação ao Sistema Interligado Nacional está no escopo da motivação que levou ao desenvolvimento deste trabalho, como será mostrado no item a seguir.

1.2. Motivação

A partir da década de 90, como se verá nos próximos itens, foi produzido um grande número de trabalhos descrevendo as vantagens da produção de eletricidade a partir da biomassa, inclusive a venda de excedentes por cogeneradores analisando os seus benefícios para os setores envolvidos e para a sociedade em geral, no entanto, ainda não se verificou no Estado de Mato Grosso do Sul a implementação de um programa amplo de cogeração no setor sucroalcooleiro.

A causa mais provável dessa situação pode ter sido a persistência de algumas barreiras de cunho técnico, econômico, institucional e principalmente regulatório que dificultaram a mudança desse quadro. Todavia, como serão detalhadas no Capítulo 2 deste trabalho, algumas mudanças estruturais no setor elétrico brasileiro a partir de 2004 trouxeram inovações que podem alterar este panorama. A possibilidade de alteração deste cenário é a principal motivação deste trabalho.

Como os incentivos aprovados institucionalmente na primeira fase do PROINFA não foram suficientes para uma mudança na concepção da cogeração nas unidades industriais já instaladas na região, há o risco de empresas do setor que pretendem se instalar optarem por manter a política de cogeração apenas para o consumo interno na indústria.

Com as simulações oriundas do simulador desenvolvido para este trabalho

será equacionada a intensidade com que determinados aspectos regulatórios influenciam ou podem influenciar na tomada de decisão relacionada a esse investimento pela indústria canavieira que atualmente está se instalando no Estado de Mato Grosso do Sul.

1.3. Objetivos da Dissertação

1.3.1. Objetivo Geral

O objetivo principal dessa pesquisa foi desenvolver um simulador, fundamentado no pensamento sistêmico, utilizando a técnica de Dinâmica de Sistemas, que permita estudar e analisar a influência dos aspectos regulatórios na viabilidade dos sistemas de cogeração de energia elétrica no setor sucroalcooleiro do Estado de Mato Grosso do Sul.

1.3.2. Objetivos Específicos

Os objetivos específicos alcançados durante do desenvolvimento deste trabalho foram:

- Levantamento e análise da legislação do setor elétrico, aplicada a sistemas de cogeração de energia elétrica, dando ênfase ao setor sucroalcooleiro.
- Análise das barreiras existentes (aspectos legais, tecnológicos e econômicos) e suas conseqüências na implementação das fontes renováveis de energia.
- Identificação dos principais aspectos estabelecidos na legislação que afetam de forma positiva ou negativamente comercialização de energia gerada a partir de biomassa.
- Elaboração dos Digramas de Laço Causal que representam a relação de influências no processo de tomada de decisão.
- Elaboração de um método de estudo que, a partir das simulações executadas pelo simulador construído com este fim, avalie o impacto dos aspectos regulatórios na viabilidade dos projetos de cogeração, tomando por base as empresas do setor sucroalcooleiro que estão

instaladas ou se preparam para instalar no Estado de Mato Grosso do Sul.

1.4. Revisão Bibliográfica

Nos últimos vinte anos, um grande número de trabalhos relacionados à cogeração de energia elétrica foi publicado estabelecendo uma valiosa fonte de informações para esta pesquisa, todavia, os aspectos regulatórios do setor passaram a ter uma importância fundamental nesses estudos a partir da implantação do modelo de comercialização que se instalou no Brasil a partir de 2004.

Já no final dos anos 90 COELHO [3] havia identificado algumas barreiras tecnológicas, políticas, institucionais, econômicas e financeiras existentes na época, que inviabilizava o desenvolvimento um programa de cogeração que permitisse a comercialização de excedente de energia elétrica gerada a partir da biomassa no Brasil.

Os estudos de COELHO se basearam principalmente na aplicação da análise termo-econômica baseada no conceito de exergia, ao processo de cogeração em usinas de açúcar e álcool.

Nesses estudos foi constatada a necessidade de mudanças na legislação sendo sugerida a obrigatoriedade de compra de excedentes de eletricidade geradas nas usinas, o estabelecimento de preços mínimos e o desenvolvimento de estudos para inclusão dos custos ambientais no planejamento energético do país. Já se vislumbrava o aumento da participação de fósseis na nossa matriz energética.

No início dos anos 2000 estava bem clara nos estudos do setor sucroalcooleiro, a característica de ser auto-suficiente em energia. A questão básica dos estudos dos sistemas de cogeração era como evoluir para uma característica de exportação de energia elétrica, alavancando a rentabilidade do negócio. PELLEGRINI [4], em 2002 estudou essa questão focando o parque industrial de São Paulo. O estudo de PELLEGRINI concentrou-se na análise locacional e na integração energética para a inserção de centrais térmicas/cogeradoras a bagaço de cana, obtida pela aplicação de dois Modelos computacionais: o Modelo de Sistemas de Análise para Expansão da Geração Termelétrica para o Estado de São Paulo –

SAEGET, e o NEWAVE (modelo de simulação estocástica da operação do sistema elétrico brasileiro, desenvolvido pela CEPEL por demanda da ELETROBRÁS bastante utilizado no setor elétrico brasileiro). Nesse estudo foi apresentada uma análise de integração de centrais cogeradoras ao sistema elétrico, a partir da delimitação de 7 Macro Regiões do Estado de São Paulo, que são as mais representativas em termos de produção de bagaço. Sobre a expansão via cogeração PELLEGRINI ponderou:

“Quando se faz uma análise sob o ponto de vista da inserção da energia cogerada, parte-se do pressuposto de que o tipo de combustível utilizado, ou seja, o bagaço de cana, não apresente tendência para o aumento de preço. Contudo, o mesmo raciocínio não se aplica para a tarifa de energia elétrica, cujos custos marginais de expansão projetam valores crescentes a curto e médio prazos.”

Dessa forma, no desenvolvimento do trabalho, PELLEGRINI procurou observar, nas 7 Macro Regiões delimitadas no Estado de São Paulo, os melhores locais onde esses tipos de Centrais pudessem ser implantadas e quais os custos de operação e de energia envolvidos. Utilizou-se do Banco de Dados do Plano Decenal ciclo 2001/2010. Dos resultados obtidos e previamente analisados, PELLEGRINI concluiu que o melhor local para a instalação de uma Central térmica/Cogeradora seria na a região de Ribeirão Preto, cujo custo do combustível encontra-se na faixa de 5,79 US\$/tb, para um custo de operação de 15,29 US\$/MWh. Mais importante que a escolha de um local é a análise de sensibilidade locacional analisada em um contexto sistêmico que caracterizou o trabalho de PELLEGRINI:

“As características do sistema de geração no Brasil exigem que a operação das usinas hidrelétricas seja coordenada de maneira a otimizar a produtividade das usinas situadas na mesma bacia hidrográfica. Também é exigido que a operação das usinas térmicas seja feita num contexto sistêmico, que leva em consideração a energia armazenada nos reservatórios e a tendência hidrológica no futuro.”

Essa visão sistêmica também estava presente no estudo de PAULA [5] em 2004. PAULA avaliou o potencial da autoprodução por cogeração de energia elétrica e calor, abordando o assunto por meio de avaliação sistêmica através de montagem

de cenários de expansão. Analisou, além dos setores de açúcar e álcool, a indústria e os setores de serviço simulando a operação conjunta do parque gerador convencional com as ofertas de cogeração utilizando o NEWAVE e concluiu que as alternativas de expansão no modelo direcionam-se para um aumento importante da participação da cogeração na produção de eletricidade. PAULA afirmou que esse parque cogrador deverá ser acionado preponderantemente por gás natural e biomassa, bagaço de cana em particular, todavia, sobre essa produção de energia elétrica por meio da cogeração, PAULA afirmou:

“Além de assegurar vantagens como o aumento da confiabilidade no abastecimento de eletricidade, também contribui para a redução dos custos de produção em decorrência do aumento do rendimento térmico global da operação”.

Apesar de não considerar um questionamento trivial, PAULA procurou responder à seguinte pergunta, colocada como questão central a ser respondida:

“se a cogeração tem desdobramentos tão positivos, porque seu emprego no Brasil tem sido tão modesto em comparação com outros países”

Na resposta foram considerados os aspectos regulatórios aplicados nos planos de expansão do setor elétrico no passado. Segundo PAULA, esses planos coordenavam a implantação dos novos empreendimentos de geração, privilegiando-se as ofertas das empresas estatais existentes, que impunham usinas hidráulicas no planejamento inviabilizando, portanto, a inserção de outras fontes na matriz elétrica nacional.

Até 2004 as questões relacionadas à regulação econômica, aspectos regulatórios da cogeração e institucional do setor elétrico brasileiro eram questões fundamentais que dificultavam a comercialização de excedente de energia elétrica, geradas a partir de sistemas de cogeração por meio da biomassa. Neste ano essas questões foram abordadas nos estudos apresentados por PALETTA que em seu estudo [6] procurou verificar se variáveis legais, tecnológicas econômicas e financeiras existentes na época interferiam dificultando o uso eficiente da biomassa como fonte de energia no Brasil. Para essa análise, o autor abordou as barreiras e procurou identificar os pontos críticos da legislação específica para a geração de

energia elétrica a partir da biomassa no Brasil e aplicou em um estudo de caso, que foi a análise da implementação de um projeto de geração de excedente de eletricidade na Destilaria Pindorama.

Na época PALETTA destacou que até a criação do PROINFA não existia nenhuma forma legal que incentivasse a geração de energia elétrica a partir da biomassa no Brasil. Destacou ainda que em 2004 as variáveis legais e a legislação existente para implementação de geração de excedentes de eletricidade no setor sucroalcooleiro eram adequadas para regular este tipo de geração e que as variáveis tecnológicas e a tecnologia comercialmente disponível estavam suficientemente desenvolvidas para implementação de projetos de cogeração, todavia as variáveis econômica e financeira sofriam alterações de acordo com a política econômica e que no estudo de caso foi demonstrada a inviabilidade econômico-financeira do projeto quando utilizado o valor de venda de eletricidade de R\$ 93,77 / MWh. Para este valor, PALETTA encontrou uma TIR de 8,5% com um Payback de 10 anos. Por outro lado, a utilização de valor de venda de eletricidade de R\$ 119,61 / MWh viabilizaria o projeto, calculando-se para este valor uma TIR de 15,44% para um Payback de 7 anos.

A partir de 2004, com a criação do novo modelo de comercialização, os interesses voltaram-se para a competitividade do preço dos excedentes de energia elétrica obtidos pela cogeração que passaram a ser inseridos nos leilões de energia nova.

A influência do aumento dos parâmetros de geração de vapor na composição do custo da energia elétrica gerada por meio de usinas térmicas e cogeração além de outros aspectos técnicos relacionados à eficiência na cogeração foram abordadas e discutidas por PISTORE [7] e BORELLI [8], em 2005.

PISTORE analisou aplicação de turbinas de condensação com extração e eletrificação dos acionamentos dos dispositivos de preparo e extração em usinas de açúcar e álcool por simulações do software *GateCycle V.5.51* da *GE Enter Software*. Segundo PISTORE, se forem definidos os parâmetros técnicos é possível associar os valores da energia elétrica adicional exportada e do consumo adicional de bagaço a parâmetros econômicos para a elaboração dos fluxos de caixa e cálculo da taxa interna de retorno (TIR) e do valor presente líquido (VPL) para determinados

investimentos.

As simulações realizadas usando o *GateCycle* demonstraram que há grande potencial técnico de expansão da produção de eletricidade através da eletrificação dos acionamentos dos dispositivos de preparo e extração e pela utilização de turbinas de condensação com extração operando com altos parâmetros, principalmente nas faixas de 66 bar abs @ 520 °C e 82 bar abs @ 540 °C.

BORELI utilizou-se de um método para análise da composição de custo baseado nos processos de utilização de energia, e destruição da exergia contida no combustível por meio dos diversos processos termodinâmicos que compõe uma usina termelétrica de ciclo combinado. O método aplicado por BORELI utilizou a termo-economia para valorar o custo da degradação da exergia ao longo dos processos industriais, considerando os custos referentes aos insumos e equipamentos utilizados.

Segundo BORELLI, as estimativas desses custos servem para analisar a composição do custo da eletricidade gerada e também como parametrização para otimização termo-econômica da usina, ou seja, os custos dos equipamentos devem responder às variações de capacidade e condições de operação que derivam das simulações termodinâmicas. Em outros termos, os custos dos equipamentos devem ser parametrizados de forma que seja possível não apenas variar as condições de operação, mas variar as capacidades dos equipamentos em si e, portanto, fornecer custos para diversas configurações da usina.

Os estudos de BORELLI levaram-no a concluir, pela análise termo-econômica que são benéficas a produção de vapor em altas temperaturas em detrimento de baixas, de conteúdo exergético específico significativamente menor, mas com custos em base exergética elevados.

Em 2005, PIERONI [9] abordou os impactos das mudanças no marco regulatório do setor elétrico brasileiro, ocorridas em 2004, nas estratégias de investimento em autopromoção respondendo a dois quesitos básicos: quais as particularidades ou incentivos associados à reforma do setor elétrico fizeram com que, diferentemente dos demais agentes, o investimento em autoprodução fosse expressivo no período de 1993-2002 e como e quais sinais econômicos associados à

nova onda de reestruturação influenciarão o comportamento destes agentes no futuro. Para analisar esse impacto, PIERONI desenvolveu um método estruturado de avaliação de investimento em autoprodução a partir dos conceitos básicos de economia e finanças.

Em sua análise PIERONI procurou determinar quais empresas e grupos econômicos vêm investindo em autoprodução de energia elétrica desde o início da abertura do setor elétrico brasileiro e concluiu que de forma geral a autoprodução está associada à reutilização de resíduos de diversos processos produtivos. Nessa ótica PIERONI destacou empresas dos setores de siderurgia, química, sucroalcooleiro, celulose e papel.

“Em condições normais de suprimento elétrico, ao investirem em seus próprios projetos de geração, as empresas buscam alcançar três principais objetivos: a redução de custos com insumos energéticos, o controle sobre o valor futuro destes custos e a otimização de processos produtivos”

Para PIERONI a expansão da autoprodução está intimamente associada à escalada das tarifas de eletricidade ocorrida na primeira fase da reestruturação do setor elétrico brasileiro, ainda no governo FHC.

A partir de 2006, já com a experiência dos primeiros leilões de energia nova no novo modelo, alguns trabalhos analisaram as regras de comercialização e regulação do setor elétrico. As questões relacionadas ao mercado de energia elétrica para fontes incentivadas, à regulação econômica, aos aspectos regulatórios da geração por meio de fontes alternativas e renováveis bem como os estudos relacionados à intervenção tarifária foram abordados por FERRARI [10] e JANUÁRIO [11].

FERRARI fez uma análise do panorama regulatório nacional visando a inserção das mini e microcentrais hidrelétricas no mercado de energia. Em 2006 já era percebido que os incentivos às fontes alternativas sinalizavam algum resultado em termo de inserção no mercado, segundo FERRARI.

Em 2007, JANUÁRIO abordou a inserção de fontes incentivadas no ambiente de comercialização da CCEE priorizando a situação dos consumidores especiais. JANUÁRIO simulou o cálculo de penalidades de cobertura de consumo de

consumidores livres e de consumidores livres que possuem pontos de consumo especiais. Para JANUÁRIO, a gestão eficiente o balanço de energia é crucial para equilíbrio econômico-financeiro da empresa que decide pela inclusão no mercado livre:

“Um consumidor especial que errar o balanço de energia apenas em alguns meses terá penalidades da ordem de centenas de reais, o que não é absurdo, tampouco torna a permanência desse consumidor no mercado livre muito arriscada. Entretanto, se a exposição for frequente, a penalidade anual acumulada pode chegar a milhares de reais, o que desestimula uma exposição proposital ao PLD. Isso acaba por incentivar que os consumidores façam uma gestão eficiente do seu balanço de energia, evitando exposições ao PLD, o que torna o mercado livre mais maduro”.

A contribuição do presente trabalho nesse tema foi a aplicação da Dinâmica de Sistemas no desenvolvimento dos estudos relacionados à influencia dos aspectos regulatórios nas questões abordadas neste item.

Apesar de ser recente sua divulgação mais ampla, a Dinâmica de Sistemas já vem sendo utilizada a algum tempo tanto no setor elétrico brasileiro quanto em outros países.

Em 2001, ORTEGA [12] analisou a gestão das centrais termelétricas a gás natural para o ambiente competitivo que se iniciava, abordando a questão através da Dinâmica de Sistemas. Para ORTEGA, nesse mercado, as simulações dinâmicas das estruturas que envolvem o setor e o negócio de energia elétrica são fundamentais para a análise do risco do empreendimento:

“O planejamento estratégico, no contexto empresarial, pressupõe o conhecimento do meio ambiente e das influências por ela recebidas. Essas influências são advindas de mudanças nas esferas política, econômica, social e tecnológica, e afetam a tomada de decisão.

Torna-se necessário, portanto, o desenvolvimento de ferramentas de simulação do comportamento dinâmico de estruturas complexas como o setor elétrico bem como de suas interfaces com outros setores, em particular, o

setor do GN, de forma a vislumbrar ameaças e oportunidades. Antecipando os cenários de riscos e de oportunidades, é possível tomar decisões que permitam amenizar as ameaças e aproveitar as oportunidades.”.

VOGSTAD [13], em 2004, aplicou a Dinâmica de Sistemas para estudar o mercado de energia elétrica dos países do norte da Europa¹ no processo de transição de geração por meio de combustíveis fósseis para fontes renováveis.

Nesse estudo VOGSTAD, construiu um simulador denominado KRAFTSIM, desenvolvido especialmente para analisar as implicações em longo prazo e no curto prazo das diferentes políticas para a energia elétrica no mercado nórdico. Foram abordadas questões como expansão da geração, demanda, formação de preços, decisões de investimento, disponibilidade de recursos e alguma medida do progresso tecnológico dentro do setor elétrico.

Segundo VOGSTAD o próprio modelo fornece uma previsão de resposta a várias políticas energéticas daqueles países, e é adequado também para analisar a muitas outras questões do mercado de eletricidade de longo prazo, por exemplo, ciclos de investimentos, margem de reserva e outras questões de longo prazo.

Na construção do simulador, o autor criou um módulo denominado *generation scheduling submodel* para estudar o comportamento do acréscimo da capacidade instalada do sistema elétrico de energia produzida a partir de fontes renováveis de energia. É particularmente interessante para nosso trabalho, a consideração de VOGSTAD acerca das energias renováveis que, quando subsidiadas, provocam a queda dos preços pela queda, também, da utilização da capacidade térmica das outras fontes:

“The projected demand is balanced by generation from installed capacity where capacity is represented by a constant for each technology. This simplification can be justified when studying long-term changes where the operational characteristics can be represented by averages at least if the system is linear (superposition principle). However, if the system is nonlinear short-term mechanisms can propagate and influence long term behavior (Forrester, 1958). In our simplified model we have modeled explicitly

¹ Noruega, Suécia e Finlândia.

operational behavior of thermal generation through the Generation scheduling sub model. When subsidized, the share of renewable increase and prices drop and the thermal capacity utilization drop accordingly.”

1.5. Organização do Trabalho

Este trabalho está organizado em sete capítulos que descrevem em detalhes a fundamentação teórica, a modelagem e o desenvolvimento do simulador SCG bem como os resultados que foram obtidos na presente pesquisa. O texto se apresenta na seguinte sequência de capítulos:

No Capítulo 2 é apresentado o modelo de comercialização de energia elétrica atual, os principais decretos, leis e resoluções que propiciaram a criação do sistema de comercialização de energia elétrica vigente. São apresentadas as principais diferenças do modelo proposto pelo projeto RESEB, e o papel que cada instituição surgida a partir da criação do modelo em 2004.

A fundamentação teórica que serviu de base para a criação do simulador SCG está descrita no Capítulo 3. São definidos os principais agentes que atuam no setor de cogeração de energia elétrica bem como as questões práticas relacionadas ao mercado de energia elétrica. São detalhadas as sistemáticas de funcionamento e a regulamentação dos ambientes de contratação de energia e também a regulamentação da conexão à rede elétrica por produtores independentes e autoprodutores de energia elétrica.

No Capítulo 4 é descrito o setor elétrico do Estado de Mato Grosso do Sul, a política de expansão da distribuição de energia, das linhas de transmissão existentes e as linhas a serem construídas. São descritas as perspectivas de expansão do setor sucroalcooleiro e, conseqüentemente, da expansão da cogeração de energia elétrica produzida pela biomassa da cana.

A criação do modelo do simulador a partir da aplicação dos fundamentos do pensamento sistêmico via Dinâmica de Sistemas é descrita no Capítulo 5. Neste, são apresentados os detalhes da modelagem teórica através dos diagramas de laço causal que representam o problema apresentado neste trabalho. Também são descritos os principais módulos do modelo físico através da representação do

Diagrama de Estoque e Fluxo do sistema.

No Capítulo 6 está descrito o método das análises a serem executadas com o uso do simulador desenvolvido bem como para a aquisição dos dados usados neste trabalho. Primeiramente são apresentados, em detalhes, os principais atributos das variáveis do banco de dados do sistema. Em seguida são apresentados os pontos de controle do modelo, principalmente relacionados à alteração dos aspectos regulatórios a serem simulados, bem como a fundamentação das análises econômicas que são executadas. Foram realizados cinco estudos de casos cujos resultados são significativos para a tomada de decisão.

Finalizando no Capítulo 7 são apresentadas as conclusões deste trabalho e a proposta para trabalhos futuros.

Capítulo 2. Aspectos Regulamentares do Setor Elétrico Brasileiro

2.1. Introdução

Na década de noventa a indústria brasileira de infra-estrutura sofreu mudanças institucionais objetivando a implantação de um modelo de livre concorrência, cujo traçado inicial foi definido na Constituição de 1988. No setor energético, Szklo [14] identificou seis forças-motrizes distintas que, agindo ao mesmo tempo, impulsionaram sua reformulação buscando basicamente:

- criar pressões competitivas nos segmentos do setor que não tivessem características de monopólio;
- garantir a expansão do sistema energético, em especial na geração de eletricidade por meio de maiores investimentos privados;
- ampliar o uso do gás natural para diversificar a matriz energética brasileira, dependente da hidroeletricidade e dos derivados de petróleo;
- universalizar os serviços energéticos modernos;
- garantir a qualidade do serviço energético; e,
- aumentar a eficiência na gestão das empresas de energia.

O setor elétrico brasileiro, em especial, para atingir esses objetivos foi submetido a uma intensa transformação que pode ser percebida em duas fases distintas, na implantação do modelo de livre concorrência para o setor.

2.2. Modelo de Transição - 1ª Fase da Reestruturação

O marco inicial da formação do modelo atual do setor elétrico brasileiro, em sua primeira etapa pode ser considerado quando foi promulgada a Lei nº 8.631 de quatro de março de 1993, que extinguiu a equalização tarifária vigente e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores. Em 1995, foram regulamentadas as concessões do serviço público e deram-se início às privatizações no setor elétrico. [15]

Em 1996 o Ministério de Minas e Energia implantou o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), cujas conclusões apontaram para a necessidade de desverticalizar o setor, incentivar a competição nos segmentos de geração e comercialização, e manter sob regulação do Estado, setores considerados como monopólios naturais tais como a distribuição e transmissão de energia elétrica. Sugeriu, ainda, a criação de um órgão regulador, de um operador para o sistema elétrico nacional e de um ambiente para a realização das transações de compra e venda de energia elétrica. Os estudos apresentados durante a execução do projeto RE-SEB contribuíram para a criação, pelo Congresso Nacional, do marco regulatório que definiu o arcabouço conceitual e institucional do modelo.

A seguir estão relacionados os principais Atos Regulamentares editados a partir da Constituição de 1988, os quais consubstanciaram o marco regulatório da primeira fase da reestruturação.

- A Constituição Federal de 1988 sinalizou para os diversos setores de infra-estrutura principalmente para o setor de energia, uma mudança de modelo em relação ao monopólio estatal então vigente. No capítulo que trata dos princípios gerais da atividade econômica, a Constituição estabeleceu a opção da sociedade brasileira de incentivar a atividade privada e restringir a exploração da atividade econômica pelo Estado. O artigo 173 definiu que a exploração desta atividade pelo Estado seria efetuada, quando necessária, aos imperativos da segurança nacional ou a relevante interesse coletivo. Por outro lado o artigo 175 dispôs que a prestação de serviço público poderia ser feita diretamente ou sob regime de concessão ou permissão.
- Lei nº 8.631 de 04 de março de 1993: Este dispositivo foi criado para dar sustentabilidade ao processo de privatização das empresas públicas do setor elétrico. Pôs fim à equalização tarifária vigente no país, promoveu um encontro de contas entre credores e devedores do setor elétrico e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores. A desqualização tarifária foi implantada para estabelecer a remuneração do serviço adequado à realidade de cada segmento ou empresa da cadeia produtiva do setor [16].
- Lei nº 8.987 de 13 de fevereiro de 1995: Esta Lei, denominada Lei das

Concessões, regulamentou o artigo 175 da Constituição Federal de 1988 de modo a permitir a participação privada na prestação de serviços públicos e estabeleceu a revisão das tarifas para restabelecer o equilíbrio econômico financeiro inicial dos contratos de concessão.

- Lei nº 9.074 de 07 de julho de 1995: Essa Lei estabeleceu normas para a outorga e prorrogação de concessões e permissões de serviços públicos. Nesse dispositivo foi instituída a figura do Produtor Independente de Energia Elétrica, do Auto Produtor e dos Consumidores Livres com livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica existentes. A partir de então, os geradores puderam comercializar a energia produzida diretamente com as empresas distribuidoras e com os consumidores caracterizados com Consumidores Livres. As disposições da Lei 9074/95 definiram que a reestruturação do setor elétrico brasileiro evoluiu do modelo de monopólio simples, para um modelo de concorrência no atacado.
- Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996: Este dispositivo instituiu a Agência nacional de Energia Elétrica – ANEEL, órgão regulador do setor elétrico brasileiro em nível federal com a tarefa de proporcionar as condições favoráveis ao desenvolvimento do mercado de energia elétrica e garantir o equilíbrio entre os agentes setoriais. Também disciplinou o regime das concessões de serviço público de energia elétrica e incluiu a modalidade de leilão para outorga de decisão de exploração de potencial hidráulico.
- Lei nº 9.648 de 27 de maio de 1998: Completou as bases do modelo implantado na primeira fase, estabelecendo a segmentação das atividades de geração, transmissão/distribuição e comercialização; a criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); e a instituição do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE). Fixou também as regras de transição do ambiente totalmente regulado para o ambiente competitivo, estabelecendo mecanismos de proteção aos consumidores cativos.

Após a crise de abastecimento de energia elétrica em 2001 que culminou na implantação um plano de racionamento de energia elétrica, o modelo vigente foi fortemente questionado. Nesse ano, visando o aperfeiçoamento do modelo, foi

instituído o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - CGE. O trabalho deste comitê resultou em uma série de propostas para a correção de rumo no modelo do setor elétrico brasileiro. Estas propostas apresentadas nos relatórios denominados “Relatório de Progresso” nortearam as medidas tomadas pelo governo federal na segunda fase de sua reestruturação.

2.3. Modelo Atual - 2ª Fase da Reestruturação

Como resultado dos trabalhos do Comitê de Revitalização do Setor Elétrico, foi aprovada, em caráter de emergência, a Lei nº 10.438 de abril de 2002, para fazer frente à alteração brusca da demanda de energia que se estabeleceu em função do racionamento de energia elétrica e do conseqüente desequilíbrio econômico e financeiro que se lastreou nas concessionárias de geração e de distribuição.

A elaboração de uma nova proposta para o setor elétrico brasileiro, iniciou-se em 2003 e foi apresentado já no governo Lula como um novo Modelo Institucional do Setor Elétrico. Em março de 2004, foram aprovadas as Medidas Provisórias Nº 144 e Nº 145 no Congresso Nacional. A MP 145 foi transformada na Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, que regulamentou a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e a MP 144 foi transformada na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que alterou as regras de comercialização da energia elétrica no país.

Apesar do modelo teórico definido em 2004 ter sido apresentado como um novo modelo institucional para o setor elétrico brasileiro, ele será considerado neste texto como uma segunda fase da reestruturação do setor elétrico, isto porque os princípios básicos originados no projeto RE-SEB não foram alterados, qual seja: a participação da iniciativa privada no setor elétrico, a desverticalização e a liberdade de contratação.

A seguir são apresentados os normativos que definiram essa nova fase da reestruturação e suas principais características:

- Lei nº 10.847, de 15 de Março de 2004. Este dispositivo criou a Empresa de Pesquisa Energética – EPE com a finalidade de prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o

planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados. A EPE foi criada para preencher a lacuna relativa ao planejamento energético e à definição das políticas energéticas do Brasil.

- Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004: Estabeleceu novas regras aplicáveis apenas ao Sistema Interligado Nacional dividindo o mercado de energia elétrica em dois ambientes de negócios: O primeiro, denominado “Ambiente de Contratação Regulada - ACR” é caracterizado pelo pool de contratação organizado por um organismo que sucedeu o MAE: a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. O pool é uma associação compulsória de todas as distribuidoras que atuam no Sistema Interligado Nacional. Nesse ambiente existe competição apenas entre os agentes de geração e se dá no momento de licitação dos contratos de suprimento de energia para o pool, que fecha os contratos pela menor tarifa de geração ofertada e repassa a energia contratada às distribuidoras pelo preço médio resultante dos referidos contratos. O segundo ambiente, denominado “Ambiente de Contratação Livre – ACL” integrado pelos agentes geradores, transportadores (transmissores e distribuidores), comercializadores e consumidores livres. Neste ambiente, a competição seria em todos os níveis, exceto no transporte. As definições relativas a este ambiente permaneceram regidas pelo disposto no artigo 10 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.
- Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004: Este Decreto regulamentou a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica, alterando trechos de diversas normas que regiam o setor elétrico brasileiro anteriormente. Regulamentou a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, estabelecendo: a base para a formação dos dois ambientes de contratação livre e regulada; a base para a contratação de geração distribuída; as regras a serem seguidas na formação dos leilões para a compra de energia elétrica; as condições que deverão estar previstas nos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR. O artigo 12 desse Decreto estabeleceu que o

Ministério de Minas e Energia, através da EPE define a relação de empreendimentos de geração aptos a integrar os leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos, da seguinte forma: a EPE submete ao MME para aprovação, a relação de empreendimentos de geração que integrarão os leilões, bem como as estimativas de custos correspondentes e habilita tecnicamente e cadastra os empreendimentos de geração que poderão participar dos leilões de novos empreendimentos, os quais deverão estar registrados na ANEEL. O artigo 14 desse Decreto deu uma nova definição para geração distribuída “a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento: I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento”;

- O Decreto 5.177 de 12 de Agosto de 2004: Autorizou a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE que absorveu todas as funções que antes era do Mercado Atacadista de Energia - MAE e a administração dos contratos fechados entre agentes de geração, distribuição e comercialização de Energia Elétrica no país.
- Resolução ANEEL nº 109 de 26 de outubro de 2004: Esta Resolução instituiu a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, que estabeleceu a obrigatoriedade de participação na CCEE aos agentes de geração com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW. Foi facultada a participação dos demais agentes de geração que optarem por comercializar no ACR ou no ACL. Caso contrário, para comercializar nesses ambientes, o pretendente deve ser representado por agentes da CCEE.

2.4. Características Atuais do Modelo

Do ponto de vista organizacional foi aprovada uma série de mudanças em relação à primeira fase do modelo, que perdurou de 1995 até 2003, principalmente para os agentes institucionais responsáveis pelo planejamento, regulamentação,

fiscalização e monitoramento do setor. O objetivo destas mudanças foi o de produzirem impactos tanto nas operações correntes do setor elétrico, como também em sua expansão a curto, médio e longo prazo. A mudança mais evidente foi a criação de dois novos agentes institucionais: a Empresa de Planejamento Elétrico – EPE e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, e a transformação do MAE na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Foi mantida a estrutura de desverticalização proposta inicialmente com a separação dos agentes de geração, transmissão, distribuição e comercialização.

Os agentes institucionais atualmente são:

- Conselho Nacional de Política Energética - CNPE: não houve nenhuma mudança significativa, manteve o papel de formulador de política energética nacional e definidor dos critérios básicos para gerenciamento do setor.
- Ministério de Minas e Energia - MME: recuperou a função de planejamento do setor, assumiu o exercício de Poder Concedente. (manteve temporariamente com a ANEEL a elaboração dos contratos de Concessão) e obteve maior poder de intervenção por meio de novas atribuições de monitoramento e da capacidade de nomear e exonerar dirigentes em outros agentes institucionais.
- Empresa de Pesquisa Energética - EPE: foi criada para executar estudos para a definição da matriz energética, de planejamento integrado de recursos e de expansão do setor e preparar estudos de viabilidade econômico-financeira e sócio-ambiental de usinas.
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE: sucedeu o MAE absorvendo suas funções na primeira fase do modelo 1995/2003 e incorporou toda a sua estrutura organizacional, passou a funcionar segundo as novas regras operacionais impostas pelo modelo.
- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CSME: comissão formada para analisar a continuidade e a qualidade de suprimento num horizonte de cinco anos e propor medidas preventivas de mínimo custo para restaurar as condições adequadas de atendimento, incluindo ações no lado da demanda, da contratação de reserva conjuntural e outras. Foi criada devido à necessidade de integrar os diversos

agentes para garantir a segurança do suprimento e o desenvolvimento do setor.

- Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL: sofreu redução no escopo de atribuições, com conseqüente alteração em seu status de ente autônomo/independente para fiscalizar e arbitrar atos do setor elétrico.
- Operador Nacional do Sistema - ONS: manteve seu papel fundamental de monitoramento e operação integrada do setor. Todavia atribuições definidas para outros

As principais diferenças entre o modelo antigo que vinha sendo praticado até 1995, o modelo de transição para livre mercado, que vinha sendo implantado até 2004 e o modelo atual, implantado a partir de 2004, são apresentadas na Tabela 2.1, a seguir.

Tabela 2-1 Principais diferenças entre os modelos, antigo (até 1995), transição para livre mercado (1995 a 2003) e o novo modelo (a partir de 2004).

Modelo Antigo	Modelo de Livre Mercado	Novo Modelo
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização.	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Elétricos (GCPS)		
Contratação: 100% do Mercado	Contratação: 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras.

Fonte: CCEE

A Figura 2.1 apresenta uma comparação entre os modelos de mercado livre que vinha sendo implantado e mercado atual, em *pool*.

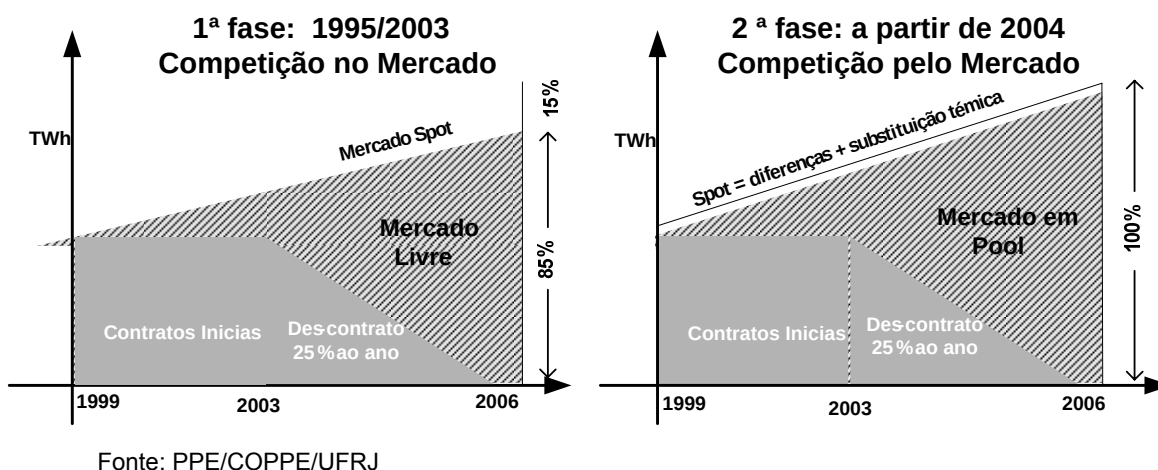


Figura 2.1 – Comparação entre as estruturas de mercado nas duas fases do modelo.

Observa-se que foi mantida a previsão de descontratação da energia proveniente dos contratos iniciais que foram efetuados entre os agentes geradores e as concessionárias de distribuição na desverticalização promovida durante a primeira fase do modelo. Entretanto, ao invés dessa energia descontratada ser vendida a consumidores livres, passou a ser vendida para um *pool* de compradores na modalidade de leilão. Essa modalidade criou um mercado com apenas um comprador, formado pelo pool de distribuidores.

Outra diferença que pode ser observada entre estas duas estruturas de mercado é a obrigação das distribuidoras de contratar 100% de sua necessidade de energia ao passo que no modelo anterior esta obrigação era de 85%. Essa é uma alteração importante para o agente de geração que pretende comercializar energia

em longo prazo porque a previsibilidade atingida pelo mercado nessa condição estabiliza o preço da energia.

2.5. Conclusões do Capítulo

Neste capítulo foi apresentado o histórico de uma tentativa de implantação de um modelo de setor elétrico cuja base seria o planejamento indicativo para o setor privado e determinativo para o setor público e a alteração a partir de 2004, para uma estrutura governamental de planejamento energético determinativo tanto para os setores públicos quanto para o setor privado. Em um mercado de energia com predominância de monopólio estatal como era no Brasil até o início dos anos 90, e com um alto percentual de consumidores cativos, não havia competição.

No início, tentou-se construir um modelo de livre mercado financiado por meio de recursos públicos e privados com as empresas divididas nas atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização e dando-se muita ênfase na privatização. Nesse modelo estabeleceu-se que a competição no mercado seria protagonizada pelas empresas de geração e comercialização de energia elétrica com preços livremente negociados entre os agentes. Já as Empresas de transmissão e distribuição, consideradas monopólio natural teriam preços regulados, sendo que as últimas eram obrigadas a contratar, a princípio 85% da demanda de seu mercado até agosto de 2003 e 95% até dezembro de 2004.

O contexto em que se iniciou a implantação desse modelo foi caracterizado por dificuldades de natureza tanto política, quanto institucional. A idéia original era a de se criar um modelo baseado na total liberdade de mercado e o Estado como agente normativo exercendo as funções de fiscalização e planejamento. Nesse modelo de mercado, o planejamento deveria ser apenas indicativo para o setor privado e em sua concepção inicial, a privatização das empresas estatais seria uma peça fundamental para o sucesso do modelo. Todavia, no período de 1995 até 2003 durante a implantação, barreiras de cunho ideológico impediram a conclusão das privatizações. Por outro lado, os demasiados controles impostos ao mercado no tempo da condução da reestruturação, reduziram o grau de liberdade dos agentes e o modelo proposto, no governo Lula, foi alterado para forma de planejamento para determinativo tanto para o setor público quanto para o setor privado.

Apesar da alteração proposta em 2004 ter mudado a forma de planejamento, a essência do modelo atual manteve inalterada a estrutura de sua concepção. Manteve-se a fonte de financiamento através de recursos públicos e privados, mas estabeleceu-se uma convivência entre empresas estatais e empresas privadas, também divididas por atividades. Abriu-se espaço também para a importação e exportação de energia elétrica. Criaram-se dois ambientes de comercialização, um com preços livremente negociados na geração e comercialização e outro com preços regulados através de leilão com licitação pela menor tarifa obrigando-se as concessionárias de distribuição a contratar 100% de seu mercado nesse ambiente.

Apesar dessa dinâmica, os sistemas de cogeração de energia elétrica, objeto deste estudo, foram beneficiados em ambas as etapas da reestruturação. No primeiro momento, a abertura de mercado e o marco regulatório inicial possibilitaram a implantação de diversos sistemas de cogeração, principalmente, dos agentes que optaram pela produção de energia elétrica na qualidade de autoprodutor. Num segundo momento os incentivos a produção de energia elétrica por fontes alternativas de energia e cogeração qualificada tem possibilitado a consolidação do mercado de energia elétrica para o produtor independente de energia.

No próximo capítulo serão aprofundados os aspectos regulamentares da atual fase da reestruturação e avaliadas as oportunidades de negócios sob a ótica dos agentes de cogeração. Será tratado em particular, o caso do setor sucroalcooleiro de Mato Grosso do Sul.

Capítulo 3. Os Agentes e o Mercado de Energia para o Setor de Cogeração

3.1. Introdução

Neste capítulo são apresentadas as três modalidades de enquadramento do agente cogrador: Autoprodutor, Produtor Independente de Energia e Produtor Independente Autônomo. É apresentada também a figura do consumidor de energia elétrica denominada Consumidor Livre devido à sua liberdade de contratação.

É descrito de forma detalhada, o modelo de comercialização adotado descrevendo-se as principais características dos ambientes de comercialização ACR, ACL e as possibilidades de atuação do agente cogrador nesses ambientes, incluindo direitos e obrigações.

3.2. A Produção Independente de Energia Elétrica

A produção independente de energia elétrica no Brasil começou a se organizar após a promulgação da Lei 9.074, de 07 de julho de 1995. Hoje a energia produzida por produtores independentes é comercializada nos leilões de energia elétrica, mecanismos que direcionam a tomada de decisões dos agentes envolvidos nesse tipo de produção. Os resultados dos leilões de energia são transformados, de imediato, em medidas que viabilizam a implantação de novos empreendimentos de geração direta de energia elétrica, ou por meio da cogeração. Cogeração é a produção de forma seqüenciada e simultânea de duas ou mais formas de energia a partir de um único combustível. Os processos de cogeração podem ser aplicados em diferentes formas em diferentes setores de atividade [17].

Algumas opções são disponibilizadas à produção independente de energia elétrica para comercializar seus excedentes. Como agentes de comercialização participantes ou representados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE podem comercializar energia no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, no Ambiente de Contratação Livre – ACL ou comercializar energia diretamente no Mercado de Curto Prazo da CCEE. Também podem participar das chamadas

públicas das distribuidoras para aquisição de energia proveniente de empreendimentos de geração distribuída – GD ou podem vender energia diretamente para a ELETROBRAS por meio do PROINFA.

Na Figura 3.1 é apresentado um fluxograma onde são descritos os passos necessários para o Registro, a Autorização ou a Concessão para geração de energia elétrica por meio da cogeração com o objetivo de comercialização.

3.2.1. Autoprodutor de Energia - APE

O Autoprodutor de Energia Elétrica está definido como “o titular de concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo” pelo Decreto 2003 de 10 de setembro de 1996.

Se a unidade de geração do autoprodutor for menor que cinco MW ele deve solicitar o Registro, entretanto se a unidade de geração for maior ou igual a cinco MW ele necessitará de uma Autorização nos termos da Resolução ANEEL Nº 112 de 18 de maio de 1999. O Autoprodutor poderá comercializar, eventual e temporariamente, seus excedentes de energia elétrica, entretanto depende de uma de autorização do agente regulador para essa comercialização².

Uma vez obtido na ANEEL o Registro ou a Autorização o autoprodutor é considerado um agente da CCEE na categoria de geração na classe dos agentes autoprodutores. Fica sujeito às seguintes obrigações regulamentares:

- se a carga de geração instalada for maior ou igual a 50 MW e despachada pelo ONS ele tem participação obrigatória na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE;

² Resolução ANEEL nº 109 de 2004

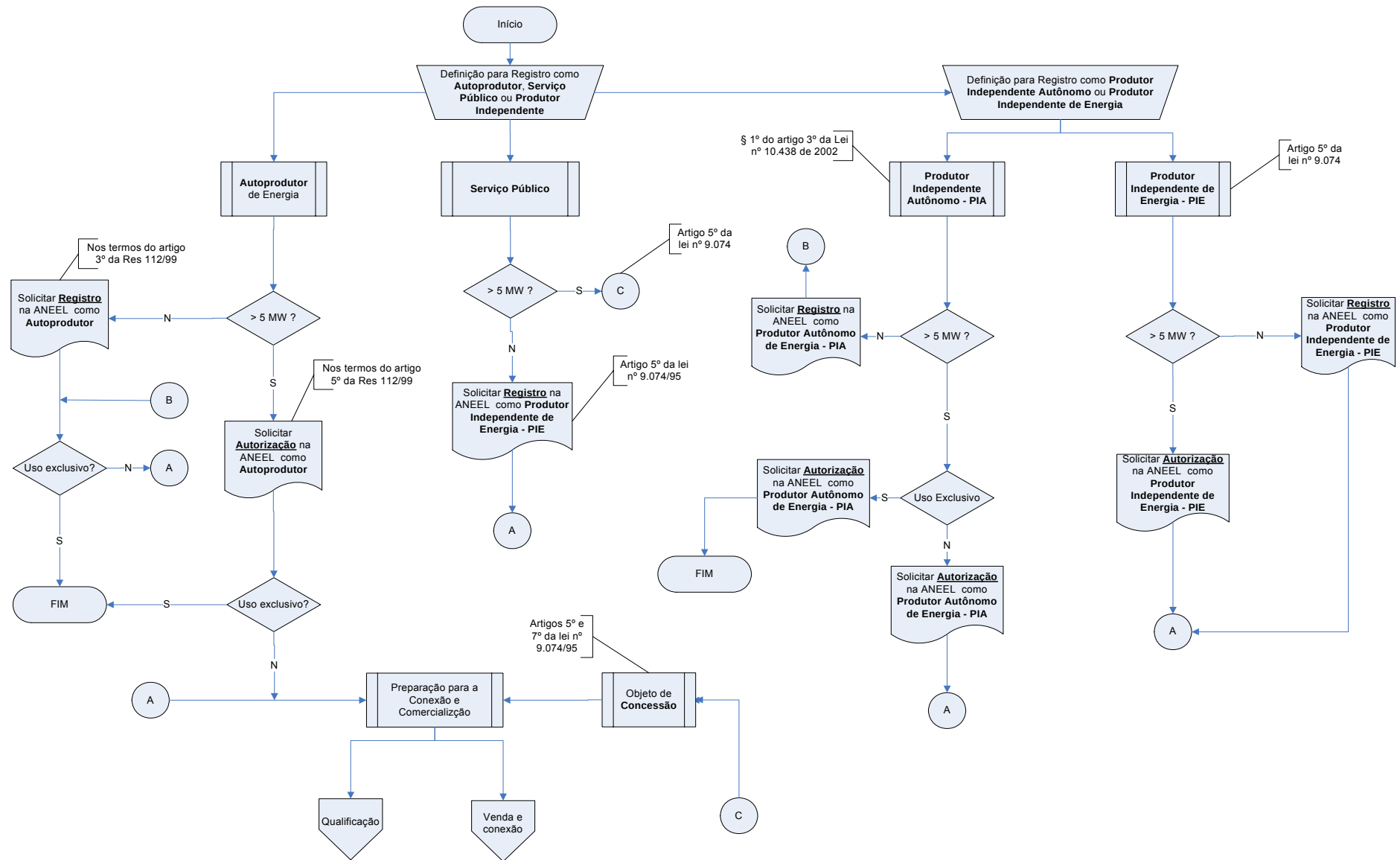


Figura 3.1 Fluxograma do Registro, Autorização, ou Concessão de uma Usina Termoeétrica - UTE.

- deve informar ao Ministério de Minas e Energia, no caso na CCEE, até 1º de agosto de cada ano, as previsões de seus mercados ou cargas para os cinco anos subseqüentes³; e,
- recolher à Concessionária de Distribuição em que estiver conectado o pagamento Encargos dos Serviços do Sistema – ESS, destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do SIN [18]. Estes encargos incidem sobre a parcela de energia consumo próprio dos Autoprodutores em cada período de apuração⁴.

Por outro lado tem os seguintes direitos:

- se a carga de geração instalada for maior ou igual a 50 MW e não for despachado pelo ONS ele tem participação facultativa na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE;
- se optar pela participação na CCEE, pode adquirir energia para atender a totalidade ou parte de seu consumo, quando da indisponibilidade da sua produção; e,
- não está sujeito ao pagamento das quotas da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, tanto na produção quanto no consumo, exclusivamente com relação à parcela de energia elétrica destinada a consumo próprio.

3.2.2. Produtor Independente de Energia - PIE

O Produtor Independente de Energia Elétrica está definido no artigo 11 da Lei 9074 de 07 de julho de 1995 regulamentado pelo Decreto 2003 de 10 de setembro de 1996: “pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco”.

Assim como o autoprodutor o produtor independente cuja unidade de geração for menor que cinco MW deve solicitar o Registro, e se a unidade de geração for maior ou igual a cinco MW ele necessitará de uma Autorização nos termos da

³ Decreto nº 5163 de 2004

⁴ Resolução ANEEL nº 109 de 26 de outubro 2004

Resolução ANEEL N° 112 de 11 de maio de 1999. O que difere principalmente o produtor independente do autoprodutor é que no Ato Autorizativo do primeiro já vem implícita a autorização para comercializar seus excedentes de energia elétrica.

Uma vez obtido o Registro ou Autorização para produção de energia elétrica o produtor independente fica sujeito às obrigações regulamentares e também goza dos direitos auferidos aos autoprodutores, todavia, em qualquer situação, se a carga de geração instalada for maior ou igual a 50 MW a participação desse agente é obrigatória na CCEE.

A energia elétrica fornecida por produtor independente poderá atingir o seguinte mercado:

- concessionário de serviço público de energia elétrica;
- consumidor Livre;
- consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, ao qual o produtor independente também forneça vapor oriundo de processo de cogeração;
- conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição; e,
- qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento no prazo de até cento e oitenta dias contado da respectiva solicitação⁵.

3.2.3. Produtor Independente Autônomo - PIA

O Produtor Independente Autônomo – PIA é definido no parágrafo primeiro do artigo 3 da Lei nº 10.438 de 2002, que criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA. Este parágrafo foi regulamentado no Decreto nº 5.025 de 2003: " O Produtor Independente é Autônomo quando sua sociedade, não sendo ela própria concessionária de qualquer espécie, não é controlada ou coligada de concessionária de serviço público ou de uso do bem público de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, nem de seus

⁵ Artigo 12 da Lei 9.074, de 07 de julho de 1995

controladores ou de outra sociedade controlada ou coligada com o controlador comum”.

Se o produtor independente não atende a estes requisitos de enquadramento é definido como produtor Independente não-autônomo.⁶ A vantagem do Produtor Independente Autônomo em relação ao Produtor Independente Não-Autônomo é que o primeiro pode comercializar seus excedentes de energia com a ELETROBRAS, participando do PROINFA fase II.

3.3. Consumidor Livre

Um dos pilares da reestruturação do setor elétrico brasileiro, o consumidor livre, foi estabelecido pelo artigo 15 da Lei nº 9074, de 07 de julho 1995. Primeiro a lei retirou a exclusividade de fornecimento de energia elétrica a consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV na prorrogação das concessões vigentes na época ou para novas concessões. A partir de então, estes consumidores poderiam optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica. Este artigo estabeleceu outros normativos que foram alteradas ao longo do tempo. Atualmente as principais premissas para o consumidor livre são:

- a liberdade de contratação atinge os consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em tensão superior a 69 kV, desde que tenham sido ligados até 08/07/95. Para aqueles ligados após 08/07/95 não existem restrições de tensão e podem optar pela compra de energia elétrica de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado, desde que tenha exercido a opção de compra de energia elétrica, conforme definida nos artigos 15 e 16 da Lei 9074; e,
- possuir Autorização da ANEEL.

Ademais, foi definida a figura do Consumidor Potencialmente Livre – “aquele que, a despeito de cumprir as condições previstas no artigo 15 da Lei nº 9.074/95,

⁶ A Lei nº 11.488/07 alterou a preferência de contratação do PIA. Depois de três anos da realização da chamada pública, o PIA poderá alterar seu regime de produção para produção independente de energia elétrica.

ou seja, demanda maior ou igual 3MW e tensão maior ou igual a 69KV, ligados até de 08/07/95, ou em qualquer tensão, ligados após de 08/07/95, é atendido de forma regulada”.

É assegurado aos Consumidores Livres o livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido. Até 31 de dezembro de 2009, respeitados os contratos vigentes, será facultada aos consumidores que pretendam utilizar, em suas unidades industriais, energia elétrica produzida por geração própria, em regime de autoprodução ou produção independente, a redução da demanda e da energia contratadas ou a substituição dos contratos de fornecimento por contratos de uso dos sistemas elétricos, mediante notificação.

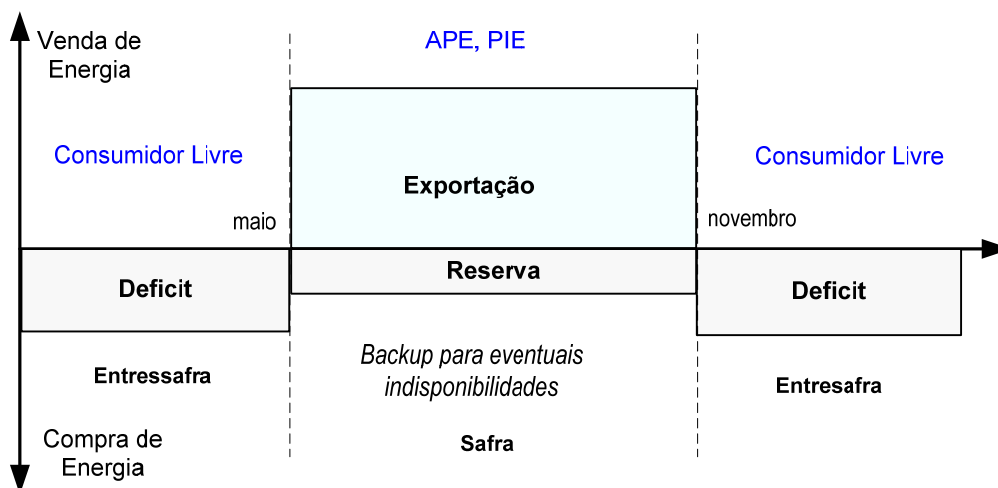
Uma vez estabelecida a condição para a liberdade de contratação o consumidor livre, semelhante ao autoprodutor de energia e ao produtor independente, fica sujeito a algumas obrigações regulamentares: consumidores livres e também os consumidores com carga maior que 500 kW que adquirirem energia de fontes alternativas⁷ têm participação obrigatória na CCEE e devem informar ao Ministério de Minas e Energia, no caso à CCEE, até 1º de agosto de cada ano, as previsões de seus mercados ou cargas para os cinco anos subseqüentes⁸.

O consumidor que exercer a opção de contratação deverá garantir o atendimento à totalidade de sua carga, mediante contratação, com um ou mais fornecedores, sujeito a penalidade pelo descumprimento dessa obrigação, como se verá mais detalhadamente no Capítulo 6. Além disso, estão sujeitos ao pagamento de todos os tributos e encargos devidos pelos demais consumidores. Para garantir o pagamento a ANEEL pode determinar que os encargos, taxas e contribuições setoriais sejam pagos no momento da liquidação.

⁷ O artigo 48 do Decreto nº 5.163 de 2004 dispõe que: “Os consumidores ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, quando adquirirem energia na forma prevista no § 5º do artigo 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, serão incluídos no ACL.”

⁸ Condição definida no artigo xx do Decreto nº 5.163 de 2004 e no artigo xx da Resolução ANEEL Nº 109 DE 2004.

Considerando as opções de comercialização de excedentes de energia elétrica dos sistemas de cogeração através do bagaço de cana e a sazonalidade de sua produção, esse agente atua no mercado como autoprodutor ou produtor independente de energia durante o período da safra e como consumidor livre, no período da entressafra como está representado na Figura 3.2.



Fonte: elaboração própria

Figura 3.2 - Sazonalidade da produção do agente de cogeração por bagaço de cana.

3.4. Modelo Comercialização de Energia no Brasil

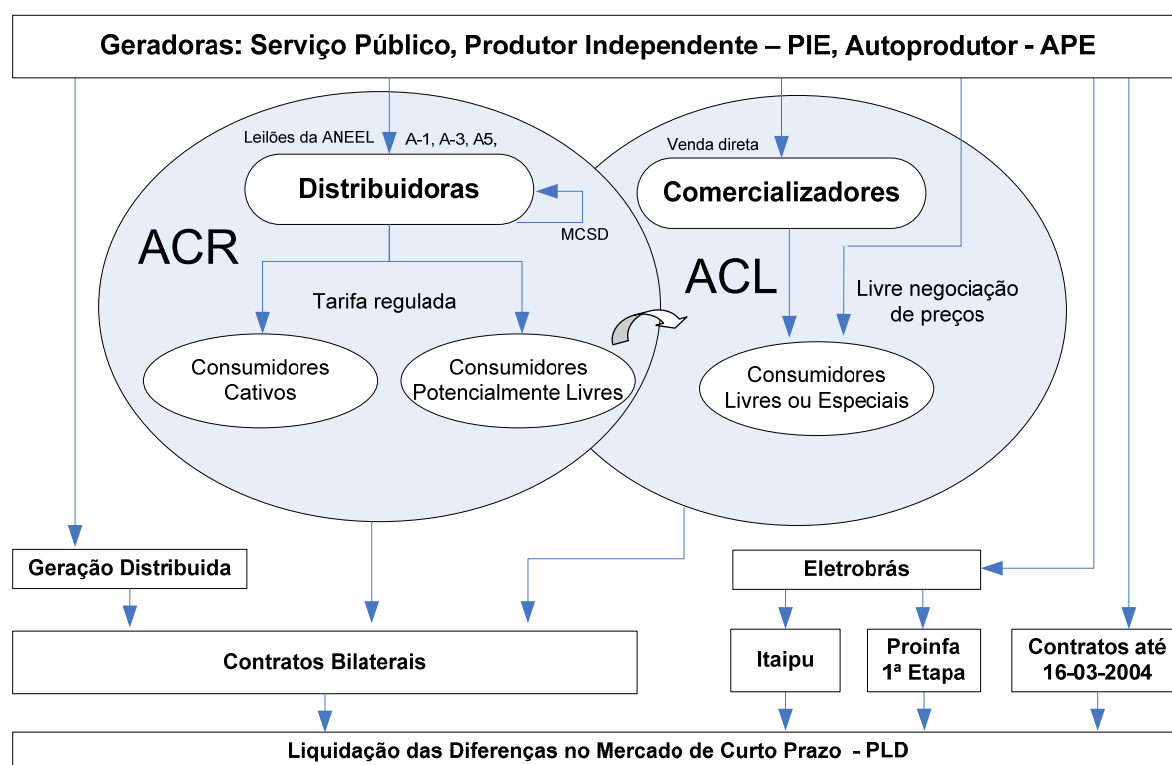
O modelo de comercialização de energia elétrica no Brasil foi definido pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, com os seguintes princípios:

- Licitação pública de projetos de geração incluindo oferta de energia referente a novos empreendimentos e à geração existente;
- Comercialização de energia elétrica pelas concessionárias de distribuição permitida somente no Ambiente de Contratação Regulada;
- Geradores, produtores independentes e comercializadores atuam no Ambiente de Contratação Regulada e Livre, por meio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);

Pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, as distribuidoras podem adquirir energia das seguintes formas:

- Geração distribuída, desde que a contratação seja precedida de chamada pública realizada pelo próprio Agente de Distribuição e com montante limitado a 10% do mercado do distribuidor.
- Leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos de geração.
- Usinas que produzem energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, contratadas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA.
- Itaipu Binacional.

A Figura 3.3, a seguir, apresenta um resumo do modelo de comercialização no Brasil onde se destaca os agentes de geração e suas opções de venda de energia.



Fonte: elaboração própria

Figura 3.3 - Modelo de Comercialização de Energia Elétrica no Brasil.

É importante observar que mercado de Geração Distribuída, para os agentes de serviços públicos, restringe-se às empresas decorrentes da desverticalização

imposta pela Lei 10.848/2004. Nos demais mercados não há restrição. Dessa forma os agentes de geração podem comercializar energia nos seguintes mercados:

1. Ambiente de Contratação Regulada (ACR);
2. Ambiente de Contratação Livre (ACL);
3. Mercado de Geração Distribuída (GD); e,
4. Contratação Direta pela Eletrobrás:
 - a. PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica;
 - b. Energia produzida por Itaipu.

Nos próximos itens serão descritos cada um dos ambientes de contratação, destacando a comercialização de excedentes de eletricidade por cogeneradores nesses ambientes, o mercado de geração distribuída e a possibilidade de contratação direta pela Eletrobrás através do PROINFA, que é um programa de incentivo a fontes alternativas restrito aos Produtores Independentes e Autoprodutores.

3.5. Ambiente de Contratação Regulada - ACR

O Ambiente de Contratação Regulada - ACR foi definido no Decreto n ° 5.163, de 30 de julho de 2004 como sendo “o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos”.

No modelo vigente as distribuidoras de energia elétrica devem garantir o atendimento a cem por cento de seus mercados de energia e potência por intermédio de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e na ANEEL. As distribuidoras ligadas ao Sistema Interligado Nacional - SIN devem adquirir, por meio de leilões realizados no ACR. A contratação é feita em conjunto por todos os distribuidores (pool), através dos leilões e pelo critério de menor tarifa. Cada distribuidora deve declarar, até sessenta dias antes de cada leilão de energia, os montantes de energia que vão contratar.

Para participar dos leilões de energia elétrica no ACR, os empreendimentos de geração precisam estar habilitados tecnicamente e cadastrados na EPE.

Os vencedores dos leilões devem formalizar um contrato bilateral denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR, celebrado entre cada agente vendedor e todos os agentes de distribuição compradores. No caso de suprimento de energia proveniente de fontes alternativas a duração do contrato é de no mínimo dez e no máximo trinta anos, contados do início do suprimento. Esses contratos, CCEAR, poderão ter duas seguintes modalidades:

- Quantidade de energia elétrica: o ponto de entrega será no centro de gravidade do sub-mercado onde esteja localizado o empreendimento de geração. O critério de modulação é o perfil da carga remanescente do Agente Distribuidor, após o abatimento de todos os seus outros contratos, inclusive os CCEAR na modalidade por disponibilidade, respeitando os limites contratuais.
- Disponibilidade de energia elétrica: o critério de modulação é o perfil da energia alocada (se hidrelétrica) ou gerada (se termelétrica) da usina associada ao CCEAR.

O Artigo 6 da Convenção da Comercialização determina que os vendedores devem comprovar lastro para a venda. O não cumprimento dos requisitos de lastro de para venda implicará a aplicação, aos infratores, de penalidade determinada com base no montante de insuficiência de lastro multiplicado pela média ponderada mensal dos PLDs⁹ dos períodos de apuração em que se verificou a insuficiência de lastro, ou o Valor Anual de Referência (VR)¹⁰, o que for maior.

Nesse Ambiente, o agente de cogeração que produzir excedentes de eletricidade pode participar dos leilões de energia para entrega em três anos A-3, em cinco anos A-5, dos leilões de fontes alternativas de energia FA e, exclusivamente os geradores de termelétricas que usam como combustível o bagaço de cana podem participar dos leilões de Energia de Reserva ER.

Todas as operações de compra de energia elétrica por agentes de distribuição, com mercado próprio igual ou superior a 500 GWh por ano, são feitas

⁹ O Preço de Liquidação de Diferenças do Mercado de Curto Prazo – PLD é o custo marginal de operação. Este preço é função, entre outras coisas, do nível de armazenamento nos reservatórios do SIN, das afluições aos reservatórios e da demanda por energia elétrica, da capacidade de recebimento e suprimento dos diversos submercados.

¹⁰ Valor utilizado para regular o repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos de aquisição de energia elétrica, conforme descrito no art. 34 do Decreto no 5.163, de 2004.

através de leilões realizados no ACR, à exceção da energia proveniente da geração distribuída, de usinas enquadradas no PROINFA e da Itaipu Binacional.

3.5.1. Garantia Física

A garantia física do Sistema Interligado Nacional (SIN) corresponde à máxima energia que o sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. Esta energia é rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem o sistema para garantir o lastro físico daqueles empreendimentos com vistas à comercialização de energia via contratos.

A metodologia de cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração que compõem o SIN é definida pela EPE para cada leilão. Segundo a EPE, devido ao grande número de usinas termelétricas, muitas de pequeno porte (inferiores a 30MW), que estão participando dos leilões, tornou-se praticamente inviável o cálculo das garantias físicas de forma individualizada devido a restrições operacionais do modelo NEWAVE. Os empreendimentos termelétricos são então agrupados em classes térmicas de custos variáveis de operação semelhantes.

As usinas de Biomassa de cana formam um grupo específico, devido às peculiaridades de sua operação: apresentam uma disponibilidade de energia associada à safra de cana de açúcar, em geral essa geração está disponível para o sistema em sete ou oito meses do ano, sendo que nestes meses a disponibilidade é igual à inflexibilidade, isto é, a geração da usina é compulsória. Desta forma a EPE utiliza para o cálculo da Garantia Física [19] destes empreendimentos as seguintes premissas:

- as usinas somente podem disponibilizar energia ao Sistema durante o período de safra e a geração é totalmente inflexível;
- o Custo Variável pode ser nulo em razão da inflexibilidade total;
- a energia para venda ao ACR disponibilizada pela usina durante o período de safra é definida pelo vendedor;
- toda a capacidade instalada da usina deve ser informada à EPE.

O empreendedor deve fornecer número de máquinas e a potência de cada uma para definir a potência Instalada do empreendimento. Os parâmetros a serem informados para o cálculo da Garantia física são:

P_m = Potência Motora do Acionador (kW) – a potência a ser considerada é a de operação contínua por tempo indeterminado, considerando-se apenas as paradas de manutenção.

P_g = Potência do gerador (kVA)

$\cos(\varphi)$ = Fator de potência: (adimensional).

Pot = Potência habilitada (kW): no caso de empreendimentos novos é a potência nominal e no caso de empreendimentos existentes é a potência da ampliação ou o acréscimo de potência devido à repotenciação da usina.

FC_{MAX} = Fator multiplicador: quando multiplicado por Pot fornece a potência Máxima contínua. Essa potência contínua, quando multiplicada pelas disponibilidades, fornece a potência disponível para fins de modelagem energética. O valor de FCmax varia de 0 a 100%;

TEIF = Índice esperado de indisponibilidade forçada, deve ser maior do que zero.

IP = Índice médio de indisponibilidade programada. No caso das UTEs a bagaço de cana, pode ser nulo caso se faça a manutenção fora do período de produção.

A EPE calcula a Disponibilidade Energética Máxima do empreendimento (em MWmédios), através da fórmula:

$$Disp = Pot \cdot FC_{MAX} \cdot (1 - TEIF) \cdot (1 - IP) \quad [3.1]$$

Nas usinas à biomassa de bagaço de cana a Disponibilidade de energia para o Sistema é definida pelo empreendedor, devendo este informar os valores mensais em MWmédios. Cada um destes valores mensais deve ser inferior a Disponibilidade

Máxima calculada. Os valores de disponibilidade de energia mensais estarão associados à disponibilidade de combustível em toneladas, também declarada pelo empreendedor.

A quantidade de energia elétrica que pode ser produzida nas usinas a biomassa depende da quantidade de bagaço disponível no período de safra de cana de açúcar e do coeficiente de conversão de cada máquina. Além disso, a inflexibilidade será igual à disponibilidade de energia e as manutenções programadas serão feitas fora do período de safra. Desta forma a disponibilidade mensal da usina deve ser transformada em MWmédio como segue:

$$Disp_m(MWmed) = \frac{Disp(MWh)}{n_{horas}} \quad [3.2]$$

Como a Inflexibilidade da usina, a cada mês, é igual à sua Disponibilidade informada, a Garantia Física do empreendimento será dada por:

$$GF = \frac{\sum_{m=1}^{12} Disp_m}{12} \quad [3.3]$$

onde,

GF é a garantia física da usina em MWmédios;

$Disp_m$ é a disponibilidade mensal da usina declarada pelo empreendedor em MWmédios.

Eventuais exposições financeiras no mercado de curto prazo da CCEE são assumidas pelo distribuidor que repassa ao consumidor final, ou seja, enquanto, no contrato por quantidade os riscos (ônus e bônus) da operação são assumidos pelos agentes geradores.

3.5.2. Índice de Custo Benefício (ICB)

O Índice de Custo Benefício (ICB) é um método da Engenharia Econômica para priorização de projetos de investimento. O ICB para cada projeto e o critério de decisão é investir nos projetos por ordem de mérito decrescente, ou seja, do menor para o maior valor de ICB. No Brasil, o benefício energético da operação integrada de um empreendimento de geração, hidroelétrica ou termelétrica, é avaliado pelo acréscimo observado na Energia Assegurada (EA) do sistema existente devido à inclusão desse empreendimento. O benefício energético de um novo empreendimento de geração corresponde legalmente à sua Garantia Física (ou Energia Assegurada), que é calculada à época do seu leilão aplicando-se a metodologia da Portaria MME nº 303, de 18/11/2004.

O custo global de um empreendimento de geração compreende:

- o custo de investimento;
- os juros durante a construção;
- a parcela fixa dos custos de operação e manutenção (O&M), somado ao valor esperado do custo variável de O&M;
- e ao valor esperado do custo econômico de curto prazo.

Assim, o Índice de Custo Benefício de cada empreendimento de geração, ICB (R\$/MWh), é definido como a razão entre o seu custo total e o seu benefício energético, podendo ser calculado em base mensal ou anual, do seguinte modo:

$$ICB = \frac{CF + COP + CEC}{GF} \quad [3.4]$$

Custos Fixos – CF - Representam a receita requerida pelo investidor (em R\$/ano) para cobrir o custo total de implantação do empreendimento. Inclui os custos socioambientais, os juros durante a construção, e a remuneração do investimento, o custo fixo de combustível, o custo de conexão à rede básica e tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (TUST e TUSD), etc.

Custo Variável de Operação – COP - é função do nível de inflexibilidade no despacho da usina e do custo variável de O&M, declarados pelo

empreendedor. O COP é uma variável aleatória (em R\$/ano) cujo valor esperado é calculado com base em uma simulação estática de 60 meses utilizando-se uma amostra com 2000 cenários de afluências futuras ao SIN.

Custo Econômico de Curto Prazo - CEC - É o resultado das diferenças mensais apuradas entre o despacho efetivo da usina e sua Garantia Física. O valor do CEC (em R\$/ano) é função do nível de inflexibilidade no despacho da usina e do custo variável de O&M, declarados pelo empreendedor. Assim como o COP, é calculado com base em uma simulação estática de 60 meses, utilizando-se uma amostra com 2000 cenários de afluências futuras ao SIN.

Garantia Física - GF - corresponde à Energia Assegurada (em MWmédio) do empreendimento de geração e também é função do nível de inflexibilidade no despacho da usina e do seu custo variável de O&M, conforme declarados pelo empreendedor.

Nos empreendimentos em que investidor oferta apenas uma parte (x) de sua Energia Assegurada ao ACR, e reserva o restante para uso próprio ou para comercialização no ACL, o índice ICB será calculado admitindo-se que todas as parcelas de custo e de benefício variem proporcionalmente à fração de energia ofertada.

Nesse caso, o índice ICB pode ser redefinido da seguinte maneira:

$$ICB = \frac{x \cdot CF}{x \cdot GF} + \frac{x \cdot [COP + CEC]}{x \cdot GF} \quad [3.5]$$

Reinterpretando o numerador e denominador do primeiro termo e observando que o fator x se cancela no segundo termo, pode-se então escrever:

$$ICB = \frac{RF}{8760 \cdot QL} + \frac{COP + CEC}{GF}$$

$$ICB = \frac{RF}{8760 \cdot QL} + K \quad [3.6]$$

Onde:

RF é a Receita Fixa requerida pelo empreendedor, relativa à quantidade de lotes (QL) ofertada para o ACR, em R\$/ano (igual a $x.CF$);

QL é a Quantidade de Lotes (de um MWmédio) ofertada para o ACR limitada a GF (igual a $x.GF$);

K é a parcela invariante do índice, em R\$/MWh, destinada à cobertura dos custos variáveis de operação e custos econômicos no mercado de curto prazo, calculada para o empreendimento como um todo (válido para qualquer valor de x).

8760 é o número de horas no ano.

3.5.3. Leilões de Energia Nova

Antes do leilão, cada investidor informa ao MME dois parâmetros:

- Geração mínima (Inflex_m): nível de inflexibilidade de despacho, para cada mês, em MWmédios;
- Custo Variável de Operação (CV): custo variável unitário da usina termelétrica, em R\$/MWh;

O MME calcula dois valores:

- Valor esperado do custo operativo COP (R\$/ano)
- Valor esperado da venda/compra líquida na CEC (R\$/ano)

Durante o processo de leilão de energia proveniente de novos empreendimentos, o índice ICB será calculado pelo sistema aplicando-se a equação 3.6.

Com base nos valores de Receita Fixa (RF) e Quantidade de Lotes (QL) submetidos pelo empreendedor na ocasião e no valor da parcela K relativa ao novo empreendimento, calculada antecipadamente pela EPE a partir dos dados fornecidos pelos empreendedores.

Vale ressaltar que o índice ICB assim calculado possibilita a correta comparação de projetos termelétricos para qualquer valor de fração x , no intervalo $0 \leq x \leq 1$. O edital de licitação poderá, no entanto, definir um percentual mínimo de GF destinado à comercialização no ACR (valor mínimo para x).

3.5.4. Leilões de Energia de Reserva

Nos leilões de contratação da energia de reserva, os empreendimentos concorrentes serão valorados pelo Índice de Competitividade de Empreendimentos - ICE. Este índice indica o custo médio da energia para o consumidor, considerando que o custo variável unitário (CVU) de geração da energia de reserva é nulo.

A energia de reserva é comercializada sem requisito de compra de energia nos períodos em que não há produção, pois a energia de reserva não constitui lastro de Garantia Física para contratação pelos agentes de consumo.

O ICE é calculado como indicado na expressão abaixo:

$$ICE = \frac{RF}{Q_c} - \frac{RAV}{8760 \cdot GF} \quad [3.7]$$

Onde

RF é receita fixa anual (R\$/ano);

Q_c é a energia ofertada (MWh) no terceiro ano;

RAV é valor esperado da receita anual variável obtido com a venda da energia produzida pelo empreendimento no mercado de curto prazo (R\$); e,

GF é garantia Física do empreendimento (MWmédios).

O valor esperado da receita anual variável - RAV obtido com a venda da energia produzida pelo empreendimento é estimado pelo produto da produção esperada pelo preço da energia no mercado de curto prazo em cada mês, ao longo da simulação da operação do sistema.

3.5.5. Participação da Biomassa nos Leilões

Até o quinto Leilão de Energia nova da CCEE, em 2007, apenas quatro empreendimentos de fontes de biomassa haviam negociado contratos, que totalizaram até então 268 MW médios. De Mato Grosso do Sul, nesses primeiros leilões, apenas um empreendimento foi habilitado pela EPE (Angélica Energética), mas não chegou a negociar.

Em 2007, a ANEEL empreendeu o primeiro Leilão de Fontes Alternativas. Nesse leilão, 87 empreendimentos de biomassa foram habilitados pela EPE, mas apenas nove negociaram contratos, um deles de Mato Grosso do Sul, Louis Dreyfus, de Rio Brilhante que negociou 10 e 12 MW médios para as fases 1 e 2 respectivamente.

Para aquecer o mercado foi realizado o 1º Leilão de Energia de Reserva ¹¹ – Leilão de Energia do tipo A-3. Dos 118 empreendimentos que foram cadastrados pela EPE para esse leilão, 96 foram habilitados totalizando 2.101,6 MW médios, mas apenas 44 empreendimentos apresentaram as garantias necessárias à participação, limitando a 1.160 MW médios o montante de energia que poderia ser comercializada. No final, apenas 31 usinas termelétricas movidas à biomassa (bagaço de cana-de-açúcar e capim elefante) negociaram 548 MW médios em contratos de venda de energia. Desses 548, 80 MW médios foram comercializados por cinco empreendimentos de Mato Grosso do Sul: Brenco Companhia Brasileira de Energia Renovável - 27 MW médios, Angélica Agroenergia Ltda 10 MW médios, Agro Energia Santa Luzia Ltda – 26 MW médios, São Fernando Açúcar e Alcool Ltda – 5 MW médios e Agroenergia Chapadão Agroenergia Ltda – 12 MW médios.

A Tabela 3.1 apresenta um comparativo das usinas térmicas por fonte biomassa e por fonte convencional nos leilões de energia nova em termos de energia contratada versus preço.

¹¹ A energia de reserva é tratada no § 3º do artigo 3 e 3-A da Lei no 10.848, de 15 de março de 2004. Contratada mediante leilões ANEEL, é destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN.

Tabela 3-1 – Energia proveniente de termelétricas negociada nos leilões de energia nova da ANEEL

Leilão/horizonte	Data	Térmica convencional		Movida à biomassa		
		Energia contratada	Preço médio	Energia contratada		Preço Médio (ICB)
1º Leilão (A-5)	16-dez-2005	3.286 MW _{med}	135,10 R\$/MW _{med}	149 MW _{med}	15	129,900 R\$/MW _{med}
2º Leilão (A-3)	29-jun-2006	1.682 MW _{med}	138,51 R\$/MW _{med}	58 MW _{med}		133,64 R\$/MW _{med}
3º Leilão (A-5)	10-out-2006	1104 MW _{med}	142,67 R\$/MW _{med}	61 MW _{med}		140,88 R\$/MW _{med}
4º Leilão (A-3)	26-jul-2007	535 MW _{med}	134,67 R\$/MW _{med}			
5º Leilão (A-5)	16-out-2007	1.597 MW _{med}	128,37 R\$/MW _{med}			
6º Leilão (A-3)	17-09-2008	1.076 MW _{med}	128,37 R\$/MW _{med}			
7º Leilão (A-5)	30-09-2008	3.090 MW _{med}	145,49 R\$/MW _{med}	45 MW _{med}		145 R\$/MW _{med}
1º Leilão FA (A-3)	18-Jun-2007			140 MW _{med}		138,85 R\$/MW _{med}
1º Leilão Reserva	14-08-2008			548 MW _{med}		155,6 R\$/MW _{med}
TOTAL		12.370 MW _{med}		733 MW _{med}		

FONTE: Elaboração própria com dados da CCEE

3.6. Ambiente de Contratação Livre - ACL

No Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004, o Ambiente de Contratação Livre - ACL está definido como “o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos”.

As operações de compra e venda de energia elétrica no ACL envolvem os agentes geradores, comercializadores, importadores, exportadores de energia elétrica e consumidores livres¹². As operações nesse ambiente são livremente pactuadas e regidas por contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica. Nesses contratos devem ser especificados os montantes de energia e de potência, prazos, preços e garantias financeiras.

Assim como no ACR, todos os contratos de compra e venda de energia elétrica firmados pelos agentes, no ACL, deverão ser registrados, e se for o caso, homologados pela ANEEL e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo da CCEE. Segundo os Procedimentos de Comercialização da Câmara, nesse Ambiente, os contratos com duração inferior a

¹² Artigo 47 do Decreto 5.163/2004

seis meses são de Curto Prazo e aqueles com duração igual ou superior a seis meses são considerados de Longo Prazo.

A responsabilidade pela medição do consumo e da geração de energia e envio dos dados à CCEE é do agente de Distribuição onde o gerador está conectado. Nesse Ambiente, o Produtor Independente e o Autoprodutor podem negociar energia com o consumidor livre, com o consumidor potencialmente livre e com o consumidor especial.

3.7. Mercado de Geração Distribuída – GD

A concepção lógica da geração distribuída é aquela em que o gerador está próximo de sua carga, [20] não sendo necessário, portando, distribuir a energia elétrica uma vez que já é gerada no local de consumo, ou seja, “distribuída”. Todavia, no modelo atual do setor elétrico brasileiro, foi introduzido um novo conceito para essa modalidade de geração. O artigo 14 do Decreto 5163/04 define geração distribuída como sendo a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração de energia conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de:

- central hidrelétrica com capacidade instalada superior a 30 MW; e,
- central termelétrica, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL¹³. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estão limitados a esse percentual de eficiência energética.

Existem duas opções para o agente de distribuição contratar energia elétrica proveniente de geração distribuída, o processo de chamada pública, garantindo a publicidade, transparência e igualdade aos interessados e a comercialização com empresa de geração decorrente da desverticalização (realizada no Ambiente de Contratação Regulada - ACR da CCEE).

¹³ A Resolução Normativa n. 235 da ANEEL, de 14 de novembro de 2006 estabelece os requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogeradoras de energia.

A seguir são relacionados alguns aspectos importantes da contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída:

- o montante total da energia elétrica contratada não poderá exceder a dez por cento da carga do agente de distribuição (com base na carga dos doze meses precedentes);
- o contrato deve prever, em caso de atraso do início da operação comercial ou de indisponibilidade da unidade geradora, a aquisição de energia no mercado de curto prazo pelo agente de distribuição¹⁴. A ANEEL define esses limites de atraso e de indisponibilidade considerando a sazonalidade da geração, dentre outros aspectos;
- o lastro para a venda da energia elétrica proveniente dos empreendimentos de GD é constituído pela garantia física proporcionada por empreendimento de geração próprio ou de terceiros, nesse caso, mediante contratos de compra de energia ou de potência. (Na Resolução Autorizativa da ANEEL ou no Contrato de Concessão do agente gerador consta a garantia física de energia e potência que corresponde às quantidades máximas de energia e a potência elétricas associadas ao empreendimento).

3.7.1. Valor Anual de Referência

O Valor de Referência é um valor definido pela ANEEL para estabelecer o limite de repasse dos custos de aquisição de energia elétrica associados aos leilões de ajustes do ACR e à contratação de Geração Distribuída e a valoração das penalidades por insuficiência de lastro para venda de energia (para os casos de agentes vendedores) e por insuficiência de cobertura contratual de consumo para os casos de agentes de distribuição e consumidores livres.

O VR foi definido pelo Decreto nº 5.163/2004 e alterado pelo Decreto nº 5.911/2006. Para os anos de 2005, 2006 e 2007, o VR foi o valor máximo de aquisição de energia proveniente de empreendimentos existentes, nos leilões

¹⁴ A Resolução ANEEL 169/2005 estabelece o limite de 2 (dois) meses para aquisição de energia no mercado de curto prazo por agentes de distribuição, visando o atendimento ao respectivo mercado consumidor, motivada por indisponibilidade de unidade geradora de empreendimento de geração distribuída a partir de então deve celebrar contratos de compra de energia para garantir o contrato de venda original.

realizados em 2004 e 2005, para início de entrega naqueles anos. Foram divulgados pela CCEE os seguintes VR:

- VR 2005: R\$ 62,10 - Maior valor no leilão realizado em 2004 para o produto com início em 2005.
- VR 2006: R\$ 69,98 - Maior valor no leilão realizado em 2004 para o produto com início em 2006.
- VR 2007: R\$ 84,70 - Conforme Ofício nº 014/2007-SEM/ANEEL.

Para os anos de 2008 e 2009, o VR foi o valor médio ponderado de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, nos leilões realizados nos anos de 2005 e 2006, para início de entrega naqueles anos. A ANEEL divulgou os seguintes valores de VR com base nos valores provenientes dos 1º e 2º leilões de energia nova: VR 2008, R\$ 129,42/MWh, base dezembro de 2005, e VR 2009, R\$ 129,72/MWh, base junho de 2006.

Os valores de referência VR são mantidos constantes ao longo dos respectivos anos civis de vigência. A atualização monetária é anual, considera a variação do IPCA acumulada a partir da data base de cada VR tomando o mês de janeiro como mês de referência. Em 2008 e 2009 com base no mês de janeiro foram definidos os seguintes valores de VR pela ANEEL: VR 2008, R\$ 139,44/MWh, base janeiro de 2008, e, VR 2009, R\$ 145,77/MWh, base janeiro de 2009.

3.7.2. Chamada Pública para GD

A única chamada pública de geração distribuída no MS foi promovida pela distribuidora Enersul e foi vencida pela Energest S.A, empresa de geração do Grupo Energias do Brasil. O leilão foi promovido pelas distribuidoras Escelsa e Enersul para liquidação no submercado Sudeste/Centro-Oeste.

Foi negociado um volume de 35,94 MWmédios/mês, sendo arrematados pela Escelsa 13,44 MWmédios/mês, e pela Enersul 22,50 MWmédios/mês, ao preço de R\$ 62,10/MWh.

3.8. PROINFA

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA - foi instituído pela Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas – PCH e biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional - SIN. O programa foi concebido em duas fases distintas.

3.8.1. Primeira Etapa PROINFA

Nesta primeira etapa, já concluída, a meta foi a inserção de geração no Sistema Interligado Nacional (SIN) por meio das fontes: Eólica (1.100 MW), PCH (1.100 MW) e Biomassa (1.100 MW). O prazo para entrada em operação comercial, inicialmente dezembro de 2006 foi alterado para dezembro de 2008 pela Lei 11.075, de 30 de dezembro de 2004 e as principais características desta etapa foram a garantia da compra pela ELETROBRÁS da energia produzida por um período 20 anos¹⁵ e o rateio dos custos do programa pelos consumidores ligados ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Para a venda da energia elétrica para a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS foi estabelecido um valor denominado Valor Econômico Correspondente à Tecnologia Específica da Fonte - VECON. Este valor deveria viabilizar econômica e financeiramente um projeto padrão num período de vinte anos com determinados níveis de eficiência e atratividade.

Os valores econômicos correspondentes às tecnologias específicas e os pisos para cada fonte foram estabelecidos pelo Ministério das Minas e Energia, tendo como piso, respectivamente para as fontes, eólica, PCH e biomassa, 90 %, 70 % e 50 % da Tarifa Média Nacional de Fornecimento ao Consumidor Final, calculada pela ANEEL.

O valor econômico para cogeração por meio do bagaço de cana foi estabelecido para cada empreendimento obedecendo-se os limites de 83,58 a 93,77

¹⁵ Lei 10.762, de 11/novembro/2003.

R\$/MWh atualizados a partir de 01 de março de 2004 pelo IGP-M da Fundação Getúlio Vargas.

Na concepção da MME, o PROINFA seria uma reserva de mercado sem risco para o investidor do setor sucroalcooleiro. Com os valores pagos pela ELETROBRÁS, os investimentos dos produtores em cogeração de energia elétrica deveriam se amortizar em aproximadamente sete anos como é mostrado na Figura 3.4.

Tendo em vista que o período de garantia de compra da energia oferecido pelo programa foi de 20 anos, o valor econômico para bagaço de cana deveria ser compensador, pois seria suficiente para pagar o investimento e o produtor teria ainda 13 anos de retorno garantido, mas esta proposta não atraiu o investidor do setor de biomassa.

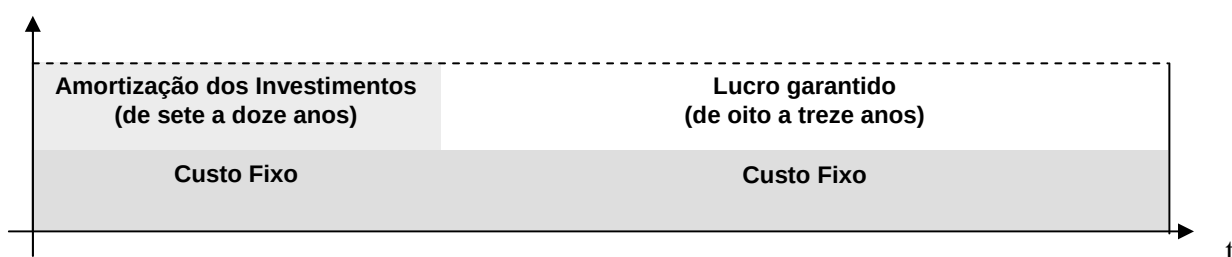


Figura 3.4 – Amortização dos investimentos do PROINFA previstos pela ELETROBRÁS.

Isto se verifica através da constatação dos resultados obtidos através da primeira chamada pública da ELETROBRÁS, onde somente as fontes eólicas e PCH alcançaram suas metas, conforme Tabela 3.2. Para os empreendimentos da fonte biomassa, só foram selecionados 569,51 MW. No decorrer do programa alguns desses desistiram de integrá-lo, reduzindo a participação da biomassa de 569,51 MW para 327,46 MW, fazendo-se assim, necessária uma segunda chamada para essa fonte.

Tabela 3-2 - Primeira Chamada Pública / ELETROBRÁS

Fonte	Habilitados (MW)	Selecionados (MW)
PCH	1.750,17	1.100,00
Eólicas	3.429,53	1.100,00
Biomassa	569,51	569,51 $\Rightarrow$ 327,46

Na segunda chamada pública do MME, em outubro de 2004, foram habilitados e selecionados mais 772,54 MW, que seriam necessários para atingir os 1100 MW destinados à biomassa pelo PROINFA, conforme Tabela 3.3.

Tabela 3-3 - Segunda Chamada Pública – MME

Fonte	Habilitados (MW)	Selecionados (MW)
Biomassa	917,97	772,54

Após esta seleção, novamente ocorreram desistências por parte de empreendimentos a biomassa, fazendo com que o MME então convidasse empreendimentos de outras fontes (eólica e PCH) visando a alcançar os 3.300 MW previstos.

Tabela 3-4 – Resultado Final do PROINFA

Fonte	Contratados (MW)
PCH	1.191,24
Eólicas	1.422,92
Biomassa	685,24

3.8.2. Segunda Etapa PROINFA

A segunda etapa do Programa foi definida no Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004 e na Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003. O desenvolvimento do Programa vai ser realizado de forma que as fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa atendam a 10% (dez por cento) do consumo anual de energia elétrica no País. O prazo para alcançar este objetivo é de 20 (vinte) anos, incluindo o prazo e os resultados da primeira etapa. Nessa etapa do PROINFA, o governo vai poder autorizar à ELETROBRÁS realizar contratações com Produtores Independentes não Autônomos, desde que o total contratado não ultrapasse a vinte e cinco por cento da programação anual dessas contratações e não se retire a preferência da oferta de Produtor Independente Autônomo.

3.9. Conclusões do Capítulo

Neste capítulo abordaram-se as diferentes modalidades para o enquadramento do produtor independente de energia e do autoprodutor bem como as

possibilidades de enquadramento do agente cogrador de energia elétrica no ambiente necessário para a comercialização de seus excedentes de energia.

Foram definidos os principais mercados para o autoprodutor e o produtor independente de energia comercializar seus excedentes de energia elétrica. O produtor independente de energia elétrica estará sujeito às regras de comercialização regulada ou livre, desde que atenda ao disposto no contrato de concessão ou no ato de autorização.

A segurança do produtor independente ou do autoprodutor ao comercializar na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica são as garantias constituídas por cada Agente e que visam assegurar o cumprimento de obrigação de pagamento no âmbito da Liquidação Financeira. Essas garantias são executadas quando ocorrerem inadimplências do agente da CCEE no Mercado de Curto Prazo e não têm nenhuma relação com as Garantias Financeiras pactuadas livremente entre as partes num contrato bilateral no ACL. Ressalta-se que se essas garantias não forem suficientes para a cobertura dos agentes inadimplentes, os demais agentes da CCEE respondem pelos efeitos de tal inadimplência, na proporção de seus créditos líquidos de operações efetuadas no Mercado de Curto Prazo no mesmo período de Contabilização.

Também foi comentada a geração distribuída, alternativa importante no âmbito do modelo do setor elétrico, uma vez que proporciona condições reais de ganhos em eficiência econômica e de ampliação da competição. Em diversos países com mercado competitivo, a Geração Distribuída ocupa espaço de destaque. No Brasil, apesar de barreiras de diferentes naturezas, inclusive culturais, a geração distribuída está ganhando espaço político, regulatório e empresarial, ampliando efetivamente sua participação.

A Figura 3.5, apresenta um fluxograma para a contratação de energia elétrica produzida por meio da cogeração por agentes produtores que dispõem de excedentes que podem ser destinados à comercialização.

Capítulo 4. Acesso às Redes de Transmissão e Distribuição

4.1. Introdução

Este capítulo trata do acesso às redes de transmissão e distribuição pelo cogenerador de energia elétrica que visa exportar excedentes no estado de Mato Grosso do Sul. Primeiramente é fornecida uma visão geral do sistema elétrico do Estado destacando-se as concessionárias de distribuição e transmissão que estão operando. Em seguida são detalhados os encargos que os agentes de cogeração estão submetidos ao se conectar a esse sistema destacando-se os descontos para fontes alternativas de energia e outros aspectos regulatórios relacionados à conexão na rede.

4.2. Sistema Elétrico de Mato Grosso do Sul

O sistema elétrico de Mato Grosso do Sul é caracterizado por linhas de distribuição que atravessam uma grande extensão territorial com pontos de cargas esparsos. Operam no Estado duas concessionárias de distribuição e duas de transmissão. Na distribuição opera a Empresa Energética de Mato Grosso do Sul – Enersul que atende 72 dos 77 municípios do Estado e cuja área de concessão corresponde 92% da área total do Estado. Os demais municípios fazem parte da área de Concessão da Elektro Eletricidade e Serviços S.A. Na transmissão, o suprimento de energia a partir da Rede Básica (tensões maiores ou iguais a 230 KV) é formado por duas vertentes. A primeira formada pelas Linhas de Transmissão 230 KV Guaíra-Dourados e Anastácio-Dourados da Eletrosul – Centrais Elétricas S.A. e a segunda pelas Linhas de Transmissão 230 KV Porto Primavera-Dourados e Porto Primavera-Campo Grande da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - CETEEP. A Eletrosul atua também na transmissão por meio de linhas de 138 KV (Demais Instalações de Transmissão – DIT) no circuito Jupiá-Campo Grande.

Com a indicação dos novos cenários de expansão da oferta de energia para o Estado, foram definidos reforços estruturais para o sistema de transmissão do Mato Grosso do Sul [21] visando escoar a oferta de energia a partir de pequenas centrais

hidroelétricas e usinas térmicas a biomassa que participaram dos leilões de energia de reserva e dos demais leilões no mercado ACR. Esses reforços visam atender os interesses específicos dos geradores e a princípio foram leiloadas as seguintes Linhas de Transmissão 230 KV: Anastácio – Sidrolândia, Sidrolândia - Campo Grande, Campo Grande – Chapadão, Chapadão – Jataí (Go), Chapadão – Inocência, Inocência - I. Solteira (SP).

Na Figura 4.1 é apresentado um mapa visualizando o sistema de distribuição, de transmissão e as principais usinas geradoras de energia elétrica no Estado.



Figura 4.1 – Visualização do sistema de geração, distribuição, de transmissão no Estado de Mato Grosso do Sul.

Para fins de acesso às redes de transmissão e distribuição, o agente de cogeração por fonte biomassa é tratado como um gerador comum quando exporta energia para a rede, mas quando consome energia da rede, é tratado, como um consumidor livre. Para o acesso do gerador ao sistema elétrico é necessária a emissão de um documento denominado Parecer de Acesso, que é emitido pelo ONS, se a conexão for à Rede Básica, pela transmissora, se o gerador de conectar nas Demais Instalações de Transmissão - DIT's, ou pela distribuidora, caso a conexão seja em instalações de sua propriedade. Para acessar à rede o agente deverá assinar dois tipos de contratos: contrato de conexão e contrato de uso do sistema. No parecer de acesso é indicado o tipo de contrato que o agente deverá estabelecer para esse acesso.

4.3. Os Contratos para Acesso à Rede

Os geradores e consumidores livres devem celebrar os seguintes contratos para acessar as instalações de Distribuição, Rede Básica ou DIT's²²:

- Contrato de Conexão à Distribuição - CCD; e,
- Contrato de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD com a distribuidora proprietária das instalações a serem acessadas.
- Contrato de Conexão à Transmissão - CCT com a transmissora proprietária das instalações; e,
- Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST com o ONS.

Os contratos de uso do sistema de transmissão e de distribuição deverão especificar, em MW, os montantes de uso associados ao ponto de conexão, ou seja, a potência máxima demandada ou injetada naquele ponto. Sobre esses montantes será aplicada a tarifa de uso do sistema de transmissão - TUST ou a tarifa de uso do sistema de distribuição - TUSD, havendo penalidades para o caso de ultrapassagem dos valores contratados.

Os contratos de conexão dizem respeito às condições técnicas e contratuais das instalações de conexão e do próprio ponto de conexão. Os geradores que quiserem acessar as redes de transmissão e distribuição devem implementar suas próprias instalações até o ponto de conexão com a rede, essas instalações, bem

como os pontos de conexão, são definidos nos atos autorizativos ou nos contratos de concessão. Se esses agentes não possuírem instalações próprias para conectar suas usinas às redes de serviço público deverão pagar encargos de conexão à distribuidora ou à transmissora para utilizar as respectivas instalações. Além disso, deverão pagar tarifas de uso do sistema de distribuição - TUSD, caso se conectem a instalações com tensão inferior a 230 kV, que pertençam à distribuidora, e TUST nos casos em que se conectem a instalações de propriedade da transmissora.

As centrais geradoras que são de interesse para o sistema interligado nacional são despachadas centralizadamente e devem firmar o CUST com o ONS, mesmo que se conectem a instalações de distribuição, caso contrário, somente celebrarão CUST com o ONS caso se conecte diretamente à Rede Básica. Os consumidores livres, além do CUST, devem também celebrar o CUSD, caso o acesso seja nas DIT's com tensão inferior a 230 kV.

4.4. Encargos Setoriais

Além dos encargos de uso do sistema de transmissão, e distribuição os geradores e consumidores livres deverão pagar encargos setoriais do segmento consumo, que são cobrados nas tarifas de uso destes sistemas juntamente com as perdas elétricas mediante a aplicação de uma tarifa específica calculada sobre a energia consumida.

Os encargos setoriais são pagos apenas às concessionárias em que se conectam as unidades consumidoras, sendo que essas ficam responsáveis pelo seu repasse.

Atualmente, dos consumidores livres e autoprodutores conectados na Rede Básica são cobrados os encargos setoriais Conta de Consumo de Combustíveis - CCC e Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, cujos recursos são administrados e movimentados pela Eletrobrás. A CCC dos sistemas isolados e a CDE são cobradas apenas sobre a energia consumida oriunda de comercialização, ou seja, a energia de autoprodução ou o consumo próprio de produtores independentes estão sujeitos apenas ao pagamento da CCC do sistema interligado onde suas cargas se conectam.

4.5. Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - TUST

As tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição são divididas em duas parcelas "encargo" e "fio". A parcela "encargo" engloba os encargos setoriais devido pelo acessante. A parcela "fio" representa o custo do transporte da energia gerada ou consumida e está associada aos investimentos feitos pelas concessionárias para construção dessas redes. No caso do acesso ao sistema de transmissão, essa parcela é calculada a partir da simulação do Programa Nodal, sistema computacional que implementa a Metodologia Nodal. Essa metodologia procura atribuir tarifas que dependem das condições de carregamento da rede elétrica. Quanto maior o uso que determinada carga ou geração fizer da rede, maior será a tarifa associada àquela retirada ou injeção de potência.

A apuração e contabilização da parcela "fio" é feita mensalmente pelo ONS, que emite Avisos de Débito - AVD aos usuários e Avisos de Crédito - AVC às transmissoras, informando os valores a serem faturados. Com base nesses Avisos, as concessionárias de transmissão enviam as faturas aos usuários.

As concessionárias de transmissão disponibilizam as instalações de transmissão integrantes da Rede Básica ao ONS, para que este coordene sua operação no Sistema Interligado Nacional. As tarifas de uso desses sistemas é denominada $TUST_{RB}$. As Demais Instalações de Transmissão, compartilhadas por mais de um agente do setor são pagas diretamente pelo acessante por meio da TUST chamada de $TUST_{FR}$.

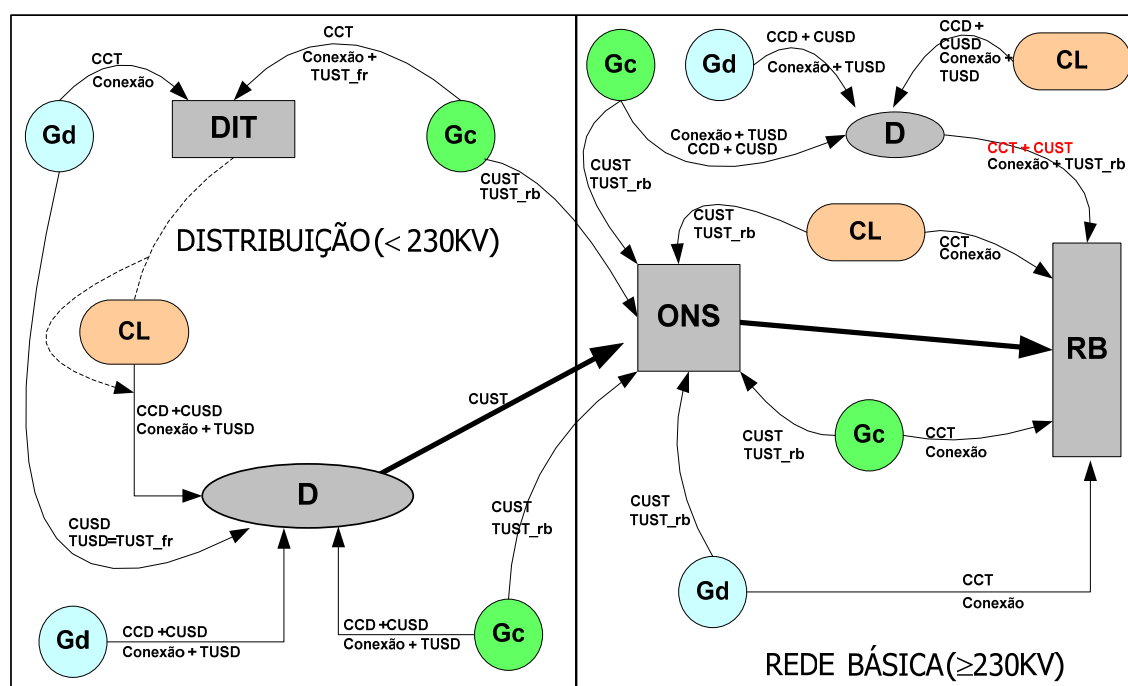
Dessa forma, a parcela "fio" da TUST fica composta de duas parcelas:

- $TUST_{RB}$, correspondente às instalações integrantes da Rede Básica com tensão igual ou superior a 230 kV, e;
- $TUST_{FR}$, relativa às instalações integrantes da Rede Básica localizadas na fronteira entre a Rede Básica (tensão igual ou superior a 230 kV) e a rede de distribuição (tensão inferior a 230 kV), correspondente aos transformadores rebaixadores e suas conexões. A $TUST_{FR}$ também engloba as Demais Instalações de Transmissão - DIT's de uso compartilhado entre os agentes setoriais regulados.

4.6. Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD

A parcela “fio” da TUSD é calculada pela receita requerida pela distribuidora para a exploração do serviço fio, que representa o custo do transporte da energia gerada ou consumida e está associada aos investimentos feitos pelas concessionárias para construção dessas redes. A TUSD-fio tem valores únicos para cada subgrupo de tensão da distribuidora, ou seja, não incorpora a metodologia locacional utilizada no cálculo da TUST-fio. Os geradores conectados às instalações de distribuição pagam a menor dessas tarifas.

A Figura 4.2 mostra a quais tipos de tarifas “fio” e “encargo” de conexão estarão sujeitos os acessantes, associadas aos seus respectivos contratos, em função do ambiente em que se conectam: Rede Básica (RB), Demais Instalações de Transmissão (DIT) e Distribuição (D). Na figura também são representados os geradores despachados centralizadamente pelo ONS (Gc), os não despachados centralizadamente (Gd), os consumidores livres (CL).



Fonte: ANEEL, 2009

Figura 4.2 - Tipos de tarifas e encargos de conexão associadas aos contratos de acesso ao sistema elétrico.

4.7. Descontos na TUST e na TUSD

O percentual de desconto é estabelecido no próprio Ato Autorizativo da usina e depende da sua data de entrada em operação. Têm direito a desconto na TUST e na TUSD:

- PCH's que entraram em operação entre 01 de outubro de 1999 e 31 de dezembro de 2003, com percentuais de desconto de 100% e, para aquelas em operação a partir de 01 de janeiro de 2004, percentuais não inferiores a 50%;
- Usinas com base em fontes eólicas, biomassa e co-geração qualificada, em operação a partir de 23 de abril de 2003, com percentuais de desconto não inferiores a 50%;
- Usinas com base em fonte solar, em operação a partir de 19 de agosto de 2004, com percentuais de desconto não inferiores a 50%; e,
- Unidades de consumo que comercializem energia com essas usinas com percentual de desconto de 50%, a partir de 19 de agosto de 2004.

Para ter direito ao desconto, a unidade de consumo precisa celebrar contratos específicos de conexão e uso da rede, explicitando a parcela de demanda contratada com a usina beneficiada. Ressalta-se que o desconto incide apenas sobre a parcela "fio" das tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição, permanecendo a tarifa-encargo inalterada. Como o desconto é sobre a energia comercializada, os Autoprodutores e os Produtores Independentes de Energia – PIE que atendem carga própria, não têm direito a este benefício porque geram energia para seu próprio consumo.

4.8. Outros Incentivos

As principais políticas de incentivo ao desenvolvimento de fontes alternativas e renováveis de energia elétrica estão fundamentadas na redução dos encargos setoriais. Além dos descontos relacionados no item anterior, são relacionados a seguir os principais encargos e descritos os principais benefícios:

Cobrança pela Utilização de Recursos Hídricos: Nos termos da lei do setor elétrico, os titulares de concessão ou autorização para exploração de potencial hidráulico devem pagar, a título de compensação pela utilização de recursos hídricos, 6,0% sobre o valor da energia elétrica produzida. O pagamento é devido aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, em cujos territórios se localizem o aproveitamento ou que tenham áreas alagadas por águas do respectivo reservatório, e a órgãos da Administração Direta da União. Este encargo não se aplica à cogeração por meio da Biomassa nem à PCH.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia – TFSEE. A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia (TFSEE) foi instituída pela Lei n.º 9.427/96, e regulamentada pelo Decreto n.º 2.410/97. Trata-se de taxa anual, diferenciada em função da modalidade de serviço e proporcional ao porte da concessão, permissão ou autorização (aqui incluídas a produção independente e a auto-produção de energia). A TFSEE alcança 0,5% do benefício econômico anual auferido pelo concessionário, permissionário ou autorizado e deve ser recolhida diretamente à ANEEL, em doze quotas mensais. Não há incentivos na aplicação dessa taxa.

Reserva Global de Reversão – RGR: Em determinadas circunstâncias, as empresas do setor elétrico são indenizadas em caso de revogação ou encampação da concessão. Em 1971, o Governo Federal criou a RGR, concebida para prover fundos para tal indenização. Em fevereiro de 1999, a ANEEL instituiu a cobrança de uma taxa exigindo que todas as Distribuidoras e determinadas Geradoras que operassem sob o regime de serviços públicos fizessem contribuições mensais à RGR, a uma taxa anual equivalente a 2,5% dos ativos fixos da empresa em operação, porém não podendo exceder 3,0% do total de sua receita operacional em qualquer exercício. Nos últimos anos, a RGR tem sido usada principalmente para financiar projetos de geração e distribuição. A RGR está programada para se esgotar em 2010, e a ANEEL deverá rever a tarifa de forma que o consumidor venha ser de alguma maneira beneficiado pelo fim da RGR. A RGR não é aplicada ao PIE ou APE (Somente a Serviço Público de Energia).

Conta de Desenvolvimento Energético – CDE. Em 2002, o Governo Federal instituiu a Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE, como sucessora da CCC no que se refere à subvenção dos custos de combustíveis às usinas de geração

termelétrica interligadas no SIN que utilizam carvão mineral nacional. A CDE é gerida pela Eletrobrás e financiada por todos os consumidores de energia elétrica. O valor da CDE é fixo, reajustado anualmente pela variação do IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Ampliado). Este encargo somente não é pago pelos consumidores autoprodutores.

Contribuição para Pesquisa e Desenvolvimento P&D: As concessionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição, geração e transmissão de energia elétrica devem investir a cada ano um mínimo de 1,0% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico. PCHs, projetos de energia solar, eólica e biomassa estão isentos de tal exigência. A cogeração por meio da Biomassa está isenta desta Contribuição.

Conta Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC: A CCC foi criada em 1973 como uma subvenção econômica para cobertura do custo do combustível utilizado pelas usinas termelétricas e é gerida pela Eletrobrás. Atualmente, somente persistem os subsídios da CCC pagos às usinas termelétricas localizadas em sistemas isolados. Até dezembro de 2003, todos os agentes do setor elétrico, sejam distribuidoras, geradoras ou comercializadoras, que negociavam energia com consumidores finais realizavam contribuições mensais à CCC. Essas contribuições eram calculadas com base nas estimativas do custo do combustível a ser utilizado pelas usinas de energia termelétrica no ano subsequente. Ao longo de 2004, o recolhimento da parcela destinada à cobertura dos custos da CCC passou a ser realizado diretamente pelas distribuidoras e transmissoras junto aos consumidores finais, por meio de parcela da TUSD e da TUST. Não há incentivo para a cogeração no recolhimento dessa taxa.

4.9. Outros Aspectos Regulatórios

A Um dos mecanismos regulatórios mais promissores para o desenvolvimento da cogeração por meio do bagaço de cana foi publicado em 16 de janeiro de 2008. Trata-se do Decreto nº 6.353 que regulamentou os parágrafos 3 e 3A¹⁶ do artigo 3º da Lei 10438/2004. Este artigo estabelece que o governo pode definir a contratação de reserva de capacidade pelas concessionárias de distribuição.

¹⁶ O artigo 3-A foi inserido pela Lei nº 11.488/07.

Essa reserva de capacidade, que foi denominada como energia de reserva (ER) é destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional – SIN. A lei ainda definiu que todos os custos da contratação de dessa energia de reserva são repassados para os usuários finais incluindo aí o consumidor livre, os consumidores especiais (com carga superior a 500 kW atendidos por fontes alternativas de geração de energia) e os autoprodutores apenas na parcela da energia decorrentes da interligação ao SIN.

Com base nessa premissa e considerando que as termelétricas movidas a bagaço de cana aumentam a segurança do Sistema Interligado Nacional – SIN porque operam no período de maior estiagem o MME definiu que o primeiro leilão para a contratação dessa energia de reserva seria específico para contratação de energia proveniente de biomassa.

4.10. Conclusões do Capítulo

Neste capítulo foi descrito o sistema elétrico do Estado de Mato Grosso do Sul destacando-se as redes das concessionárias de transmissão e distribuição que operam no Estado às quais o agente de cogeração pede se conectar. No mapa apresentado na Figura 4.1, podem ser observadas as regiões supridas com linhas em tensões de 34,5 KV, 69 KV, 138 KV e as linhas de transmissão em 220 KV. Apesar da possibilidade da conexão em qualquer uma dessas tensões, à medida que se aumenta a potência instalada na unidade cogeradora, a inclusão de perdas em tensões mais baixas pode inviabilizar a conexão em tensões de 34,5 KV.

Também foram detalhados os principais contratos que deverão ser firmados e as tarifas que deverão ser suportadas pelo Autoprodutor e o Produtor Independente de Energia quando são conectados no sistema Interligado Nacional – SIN, bem como os incentivos que são disponibilizados esses agentes quando a energia elétrica for produzida por fontes alternativas, nos quais estão enquadrados os cogeradores por bagaço de cana.

O próximo capítulo trata da construção do modelo para determinar como os aspectos regulatórios tratados neste capítulo e no capítulo anterior influencia na tomada de decisão para o investimento em cogeração com exportação de

excedentes de energia elétrica por produtores que usam o bagaço de cana como fonte primária de energia.

Capítulo 5. Modelagem via Dinâmica de Sistemas

5.1. Introdução

Nesse capítulo é apresentada a modelagem do simulador SCG, desenvolvido para a análise do processo de tomada de decisão no investimento em cogeração de energia elétrica por usinas sucroalcooleiras.

Primeiro é apresentada a técnica Dinâmica de Sistemas - DS, usada na construção do modelo, é descrita resumidamente a teoria do pensamento sistêmico na qual se fundamenta a técnica, são apresentados os principais conceitos usados em DS e é apresentado o Diagrama de Laço Causal que relaciona teoricamente os principais elementos do simulador SCG.

Em seguida é descrito o simulador, apresentando-se em detalhes, cada um dos módulos que compõe o sistema, com destaque para o módulo econômico onde são obtidos os principais indicadores que são usados nas avaliações econômicas resultante das simulações executadas pelo simulador SCG.

5.2. Dinâmica de Sistemas

Neste trabalho foram empregados os fundamentos da Dinâmica de Sistêmica para a construção do simulador SCG. A teoria da Dinâmica de Sistemas foi criada pelo Dr. Jay W. Forrester em 1961 [23] para simular sistemas complexos, não lineares, e que contenham vários laços de realimentação (*feedback loops*). FORRESTER usou o pensamento sistêmico para modelar e analisar problemas industriais do tipo flutuações de estoques, instabilidade na força de trabalho e queda de participação de mercado. Desde então o uso da Dinâmica de Sistemas vem sendo empregado com êxito em diversas áreas do conhecimento humano.

Ao se empregar os fundamentos do Pensamento Sistêmico na pesquisa científica, pode-se obter uma visão mais complexa da realidade dos fatos e por consequência construir modelos que melhor espelham a realidade. O resultado do emprego destes fundamentos, é a aplicação de um método capaz de melhorar a análise dos dados obtidos, seja por observação, ou manipulação, de forma que a

compreensão dos fatos torna-se mais completa e profunda uma vez que por estes fundamentos, são descritas as conexões entre as partes constitutivas, subjacentes, de um estudo, e não apenas as meramente sobrejacentes, ampliando o conhecimento sobre ele. De forma sistêmica, um evento pode ser compreendido como efeito de uma série de relações causais. Relação causal é a apreensão mental das relações entre as partes do evento [24], denominadas de sub-evento. Graficamente, pode ser representada por Diagramas de Laço Causal. Neste método, a análise é facilitada pela percepção do “mecanismo” que provocou ou provoca a existência do sub-evento.

5.3. Pensamento Sistêmico

Os métodos do pensamento sistêmico fornecem ferramentas para compreender melhor esta dificuldade de gerenciar problemas. Esta abordagem requer uma mudança na maneira com que se reflete sobre o desempenho de uma organização. Especificamente, requer que um afastamento de forma a olhar eventos isolados e suas causas (geralmente assume-se que são outros eventos), e desta maneira se começa olhar a organização como um sistema composto por partes em interação. Usa-se o termo sistema para nomear um grupo interdependente de itens que forma um padrão unificado. Quando o interesse está em processo de negócios, focaliza-se em sistemas humanos e tecnológicos com os quais se pretenda projetar, introduzir no mercado, produzir, e distribuir produtos ou serviços.

Quase tudo que compõe o negócio é parte de um ou mais sistemas. Ao enfrentar um problema da gerência, as pessoas tendem a supor que algum evento externo o causou. Se for deslocada a orientação com foco no evento para focalizar na estrutura interna do sistema, é aumentada a possibilidade de melhorar o desempenho de negócio. Isto é porque a estrutura do sistema é frequentemente a fonte subjacente da dificuldade. Se não for corrigida a deficiência da estrutura do sistema, é provável que o problema ressurja, ou que seja substituído por outro problema até mesmo de mais difícil solução. Com uma abordagem por sistema, o que se faz é um exame que a estrutura interna do sistema é frequentemente mais importante do que eventos externos na geração do problema.

5.4. Conceito de Dinâmica de Sistemas

O conceito de Dinâmica de Sistemas, desenvolvido por FORESTER, é descrito em seu livro *Industrial Dynamics* [25]. FORESTER desenvolveu uma teoria para simular sistemas não lineares. Numa visão linear do mundo, as informações sobre um problema são abstraídas e as decisões/ações são tomadas a fim de se alcançar determinado resultado na solução. Já, numa visão não-linear, a solução de um problema passa por ações que alteram a condição inicial do sistema e influenciam as decisões/ações posteriores de modo que os resultados revelam novos dados/informações sobre o problema e novas decisões são tomadas até a solução final.

FORESTER inicialmente utilizou esta teoria para modelar e analisar problemas industriais, como flutuações dos estoques, instabilidade da força de trabalho e queda na participação de mercado, todavia verificou-se que esse conceito é aplicável em uma ampla gama de problemas. Nos estudos de viabilidade, ORTEGOSA [26] empregou esta técnica para avaliar utilização de gás natural em prédios residenciais, CRISTALDO [27] também empregou essa técnica para avaliar sistemas de cogeração por gás natural em prédios comerciais.

Os principais conceitos usados na Dinâmica de Sistemas podem ser descritos analisando-se o circuito RC, freqüentemente utilizado como filtro passa-baixa nos aparelhos elétricos e eletrônicos, representado pelo diagrama na Figura 5.1(a).

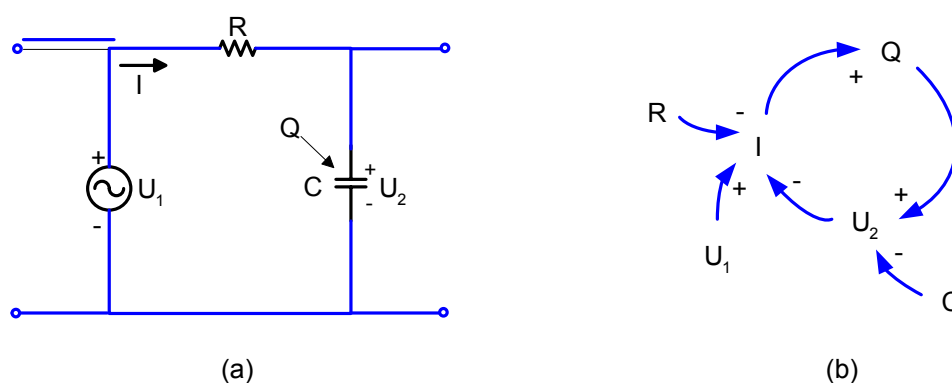


Figura 5.1 – Circuito RC e Diagrama de Laço Causal do Circuito RC.

A base dessa teoria reside no fato de que o comportamento dinâmico que se observa em sistemas complexos é gerado pela sua estrutura causa e efeito. Esse

comportamento é representado pelo Diagrama de Laço Causal – DLC, mostrado na Figura 5.1(b).

5.4.1. Diagrama de Laço Causal - DLC

Os elementos que compõem o DLC são formados pelos elementos com grandezas constantes, no caso, a resistência do resistor “R” e a capacitância “C” e pelos elementos de grandezas variáveis do circuito, a tensão de entrada U_2 , a corrente elétrica I , a carga do capacitor Q e a tensão saída U_2 .

Na análise de problemas mais complexos, a construção desse diagrama é útil porque apresenta relacionamentos que são difíceis de descrever verbalmente porque a língua normal apresenta inter-relações lineares causa-efeito, ao passo que o diagrama mostra que no sistema real há correntes circulares de causa-efeito. No exemplo, um aumento da corrente I aumenta a carga Q armazenada no capacitor, que por sua vez aumenta a tensão U_2 . Neste ponto da análise, houve uma corrente linear de causa-efeito. Entretanto, continuando a análise do diagrama, nós observamos que um aumento na tensão U_2 diminui a corrente I , isto é, o conjunto de relacionamentos entre os elementos toma forma de um laço fechado, com I influenciando a si mesmo, mesmo que indiretamente através dos outros elementos do laço.

As setas que indicam a direção de influência de um elemento sobre outro: o sinal que acompanha a seta indica a forma de relacionamento: quando “+”, indica que uma variação no elemento causador gera uma variação no mesmo sentido no elemento que recebe o efeito e “-” indica uma variação de efeito contrário.

Quando um elemento de um sistema indiretamente influencia a si mesmo, a parte do sistema envolvida é chamada de *feedback* ou laço causal (*causal loop*). Mais formalmente, um *feedback* é uma seqüência fechada de causa-efeito, isto é, um caminho fechado de ação e informação. Em Dinâmica Sistemas, os *feedback* positivos (número par de ligações causais negativas) são também denominados *reinforcing*, ao passo que os *feedback* negativos (número ímpar de ligações causais negativas) são também conhecidos como *balancing*, estes são os responsáveis pelos mecanismos de equilíbrio do sistema. No DLC da Figura 5.1(a) é identificado um laço

negativo de *feedback*, o que, em termos sistema dinâmico significa que o sistema tende ao equilíbrio.

5.4.2. Diagrama de Estoque e Fluxo - DEF

O Diagrama de Laço Causal é usado nos estágios iniciais dos estudos do sistema e serve para ilustrar o modelo esboçando as hipóteses causais. Apesar dos DLC serem úteis para a caracterização de um sistema, nestes diagramas não são representadas todas as informações dinâmicas. Para a modelagem computacional são necessárias representações mais elaboradas da dinâmica de funcionamento dos sistemas [28]. Nesse caso a alternativa é representar o modelo em termos físicos como o diagrama mostrado na Figura 5.2(a). Este diagrama conhecido como Diagrama de Estoque e Fluxo – DEF. Nessa forma de representação, elementos são representados por suas funções: Q é elemento integrador e I é elemento derivativo.

$$Q = Q_0 + \int i \cdot dt \quad [5.1]$$

No DEF, a carga Q do capacitor é representada por uma variável de nível. Variáveis de nível representam acumulações ou estoques dentro do sistema. O início do fluxo de corrente é representado por uma fonte. Esta representação pode ser usada também como um escoadouro quando o fluxo se inicia na própria variável de nível.

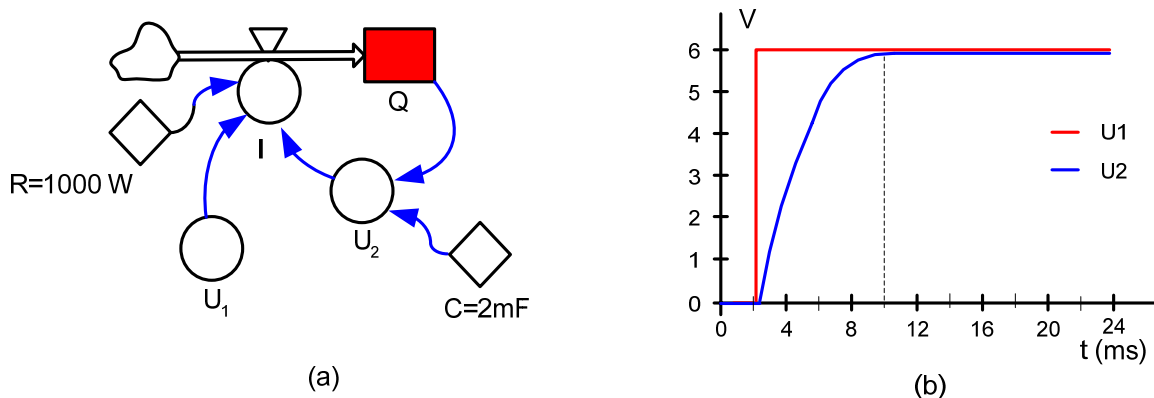


Figura 5.2 – Diagrama de Estoque e Fluxo do Circuito RC e Simulação para $R=1000 \Omega$ e $C=2\mu F$.

U_1 , U_2 e I são variáveis auxiliares, em Dinâmica de Sistemas essas variáveis são usadas para a realização de operações algébricas:

$$I = \frac{U_1 - U_2}{R} \quad U_2 = \frac{Q}{C} \quad [5.2]$$

R e C são constantes. No DEF essas constantes são parâmetros de ajuste usados para estabelecer objetivos de um sistema. Diferentes das variáveis auxiliares, eles não alteram durante a simulação. Na figura 5.2(b) é mostrado os resultado de uma simulação da saída U_2 para uma entrada U_1 em degrau com os parâmetros $R=1000\Omega$ e $C=2\mu F$.

5.5. Simulador SCG

A seguir apresenta-se o simulador SCG para a análise dos processos de tomada de decisão no investimento em cogeração de energia elétrica por usinas sucroalcooleiras. Na construção do simulador foi adotado um modelo que baseou-se na premissa básica de que a melhor opção de cogeração em MW médios (garantia física do empreendimento) será a que determinará um maior Valor Presente Líquido (VPL), para cada cenário de investimento versus energia comprometida nos contratos registrados na CCEE. Nesse sentido, o peso da decisão pelo investimento será influenciado diretamente por três externalidades básicas:

- os aspectos regulatórios relacionados à conexão com o sistema elétrico;
- a expectativa de contratação em longo prazo (PROINFA, ACR, ACR-ER);
- o aumento do preço da energia no Ambiente Livre;

O cenário tecnológico de investimento em cogeração adotado pelo agente vai determinar a quantidade de energia que será disponibilizada pela usina para a venda e também influenciará na escolha da condição de comercialização definida pelo órgão regulador. Uma vez definido o contrato de venda de energia elétrica, estará estabelecido o horizonte temporal para a entrada em operação da usina de cogeração, a capacidade de produção de energia elétrica requerida da planta para

atender ao contrato de venda, a necessidade de investimento na produção e também os limites de demanda de energia elétrica a ser despachada pelo operador do sistema interligado.

5.6. Modelagem do Problema de Tomada de Decisão

A premissa principal do modelo proposto é que a decisão relacionada à produção de eletricidade por cogeração será tomada por meio da análise econômica do investimento, por conseguinte, procurou-se desenvolver um modelo capaz de analisar a influência dos aspectos regulatórios na busca do resultado econômico, permitindo assim, o aprendizado ao gestor da consequência de suas decisões.

Podem-se relacionar as seguintes decisões do investidor e que são representadas no modelo e que são influenciadas pelos aspectos regulatórios considerados no simulador:

- Quantidade de energia a produzir
- Em que ambiente comercializar
- Que tecnologia utilizar
- Quanto investir
- Que retorno esperar

Outra premissa do modelo é que a determinação da influência dos aspectos regulatórios nessa decisão é obtida pela análise de sensibilidade aplicada em alguns parâmetros como mudança de tecnologia, alterações regulatórias, etc. Como a relação entre os parâmetros e as variáveis deste sistema é complexa e não linear além do que, não existe um modelo analítico para a solução do problema, foi escolhida a técnica de Dinâmica de Sistemas por ser muito apropriada para a criação do modelo. Ademais o uso desta técnica permite simular o comportamento dinâmico das variáveis do sistema.

O problema da tomada de decisão pode ser representado neste trabalho pelo DLC mostrado na Figura 5.3, onde foram relacionadas as principais variáveis dentro do modelo da empresa e a relação dinâmica entre elas. Foram considerados dois aspectos básicos na decisão do investidor: a tecnologia a ser aplicada na cogeração que determinará o quanto a usina produzirá em excedentes de energia elétrica e em

Os laços negativos representam a influência no VPL a partir do próprio investimento na tecnologia e no aumento do investimento na conexão devido ao aumento de energia elétrica exportada. Por outro lado o aumento dos custos com o uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão resultante do aumento da energia elétrica exportada, aumentam as despesas influenciando negativamente o VPL.

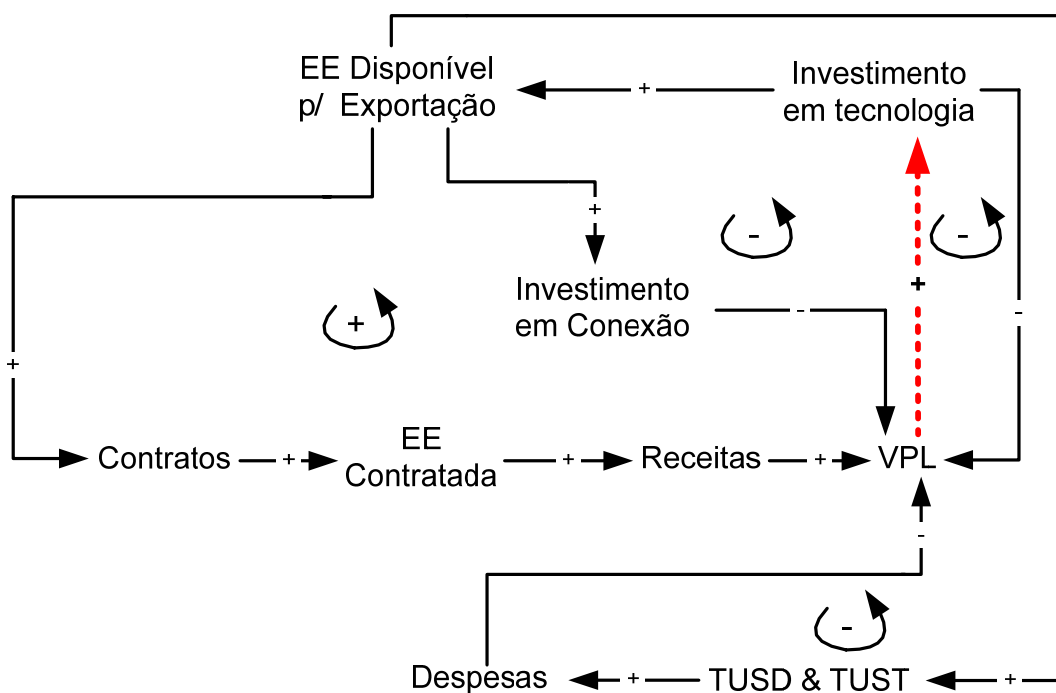
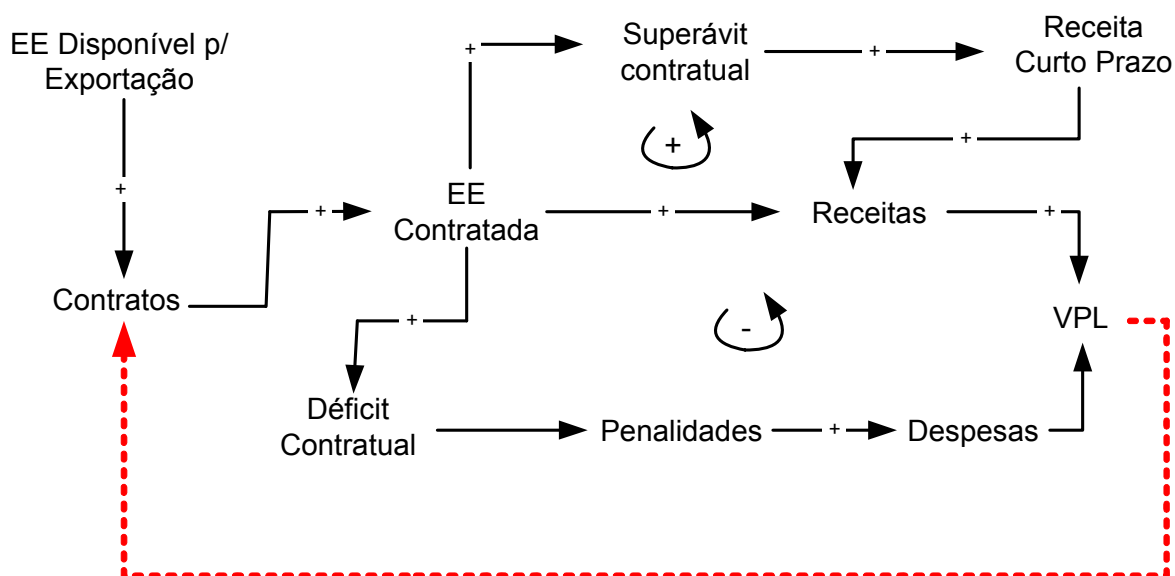


Figura 5.4 - Laços de realimentação detalhando a influência do investimento em tecnologia no VPL.

O laço positivo representa a influência do investimento em tecnologia no VPL devido ao aumento das Receitas. Com o aumento da produção de energia elétrica disponível para a exportação, automaticamente mais energia estará disponível para ser comercializada nos mercados, consequentemente aumentando as receitas com contratos de venda.

No aspecto comercialização de energia elétrica destaca-se no DLC a influência do VPL diretamente no mecanismo de comercialização. O simulador SCG foi projetado para, a partir do resultado obtido no VPL pela comercialização de uma determinada quantidade de energia, simular novos cenários de comercialização que influenciam nas receitas obtidas com os contratos de venda e, consequentemente, no VPL. O detalhe desse laço pode ser observado na Figura 5.5. É importante salientar

que o déficit na produção de energia em relação à energia contratada implica em



penalidades.

Figura 5.5 - Detalhe do DLC ressaltando a realimentação do VPL a partir da alteração dos cenários de comercialização.

O simulador SCG foi construído implementando-se o DLC apresentado na Figura 5.3 no software *Powersim Studio Enterprise 2003*, disponível no Laboratório de Energia do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul – UFMS.

5.7. Estrutura do Simulador SCG

A estrutura do sistema desenvolvido para representar as empresas do setor sucroalcooleiro foi desenvolvida através dos seguintes módulos dispostos na forma de Dinâmica de Sistemas:

- Módulo Técnico;
- Módulo Regulatório;
- Módulo de Comercialização e Mercados;
- Módulo Econômico.

5.8. Módulo Técnico

O Módulo Técnico do simulador SCG foi projetado para simular as variáveis e efetuar o cálculo dos montantes definidos na Resolução 62 de 05 de maio de 2004, da ANEEL, relacionar as variáveis que calculam a potência do gerador a partir dos valores empíricos estabelecidos para a disponibilidade energética máxima do empreendimento (em MW médios) e estabelecer as opções de sazonalização e calcular a energia sazonalizada a partir dos valores estabelecidos no modelo.

Para a apresentação desse módulo faz-se necessário apresentar alguns conceitos que envolvem os dados que serão usados:

- Safra: quantidade de cana em tonelada moída anualmente pela indústria.
- Bagaço: subproduto da cana resultante da moagem que será utilizado como combustível para a alimentação da caldeira.
- PCI bagaço: Poder Calorífico Inferior expressa a quantidade de calor que é liberada para a combustão por unidade de massa do bagaço. É expresso em Kilojoules por Kilograma [kJ/kg].
- % bagaço/cana: valor que representa a percentagem de cana que se transforma em bagaço após a moagem.
- Fator de Capacidade Máximo - FCmax: unidade expressa em percentagem, varando de 0 a 100% usada no cálculo da potência líquida para fins energéticos.
- Taxa de Indisponibilidade Programada – IP: expressa o valor esperado em que a unidade vai operar com potencial limitado, ou não vai operar associada a uma condição programada.
- Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada – TEIF: expressa o valor esperado em que a unidade vai operar com potencial limitado, ou não vai operar associada a uma condição forçada.
- Sazonalização: é o processo de alocar mensalmente um montante anual de energia.

5.8.1. Energia de Referência

A ANEEL estabelece que a Energia de Referência de empreendimento de geração termelétrica movida a biomassa é calculada a partir das seguintes informações:

- o valor da potência instalada, em MW;
- o tipo de combustível utilizado;
- o valor esperado, para cada mês, do poder calorífico inferior - PCI do combustível utilizado em [kJ/kg] ou [kJ/Nm³], conforme o caso;
- o valor esperado, para cada mês, do consumo do combustível (vazão mássica) destinado à central geradora ou cogeneradora, conforme for o caso, em [kg/dia] ou [N m³/dia], que devem levar em consideração as indisponibilidades forçadas e programadas;
- o valor esperado, para cada mês, do rendimento elétrico global obtido da razão entre a energia elétrica gerada e a energia térmica do combustível, sendo esta calculada com base no PCI e no consumo de combustível;

Dessa forma o modelo calcula o montante de energia de referência por intermédio das seguintes equações:

$$E_i = \text{PCI} \times Q_i \times \eta_{eg_i} \times \left(\frac{1}{86.400} \right) (\text{kW}_{\text{médio}}) \quad [5.3]$$

$$\bar{E} = \frac{\sum_{i=1}^{12} E_i}{12} (\text{kW}_{\text{médio}}) \quad [5.4]$$

$$\text{ER} = \frac{\bar{E}}{1.000} \times \left(8760 \frac{\text{h}}{\text{ano}} \right) (\text{MWh} / \text{ano}) \quad [5.5]$$

onde:

E_i é a capacidade de produção da UTE no mês;

$\bar{E}(\text{kW}_{\text{médio}})$ é o valor esperado da produção de energia elétrica;

$ER(\text{MWh / ano})$ é energia de referência da UTE;

$PCI(\text{kJ/kg})$ é o Poder Calorífico Inferior do bagaço;

$Q_i(\text{kg/dia})$ é o valor da média mensal do consumo diário do bagaço de cana;

η_{ge_i} é o valor médio esperado do rendimento elétrico global da usina (adimensional).

5.8.2. Potência do Gerador

No Módulo Técnico também são relacionadas as variáveis que calculam a potência do gerador a partir dos valores empíricos estabelecidos para a Disponibilidade Energética Máxima do empreendimento (em MWmédios), através da fórmula:

$$\text{Disp} = \text{Pot} \cdot \text{FC}_{\text{MAX}} \cdot (1 - \text{TEIF}) \cdot (1 - \text{IP}) \quad [5.6]$$

Onde:

Pot = Potência habilitada (kW);

FC_{MAX} = Fator multiplicador: quando multiplicado por Pot fornece a potência Máxima contínua. Essa potência contínua, quando multiplicada pelas disponibilidades, fornece a potência disponível para fins de modelagem energética. O valor de FCmax varia de 0 a 100%;

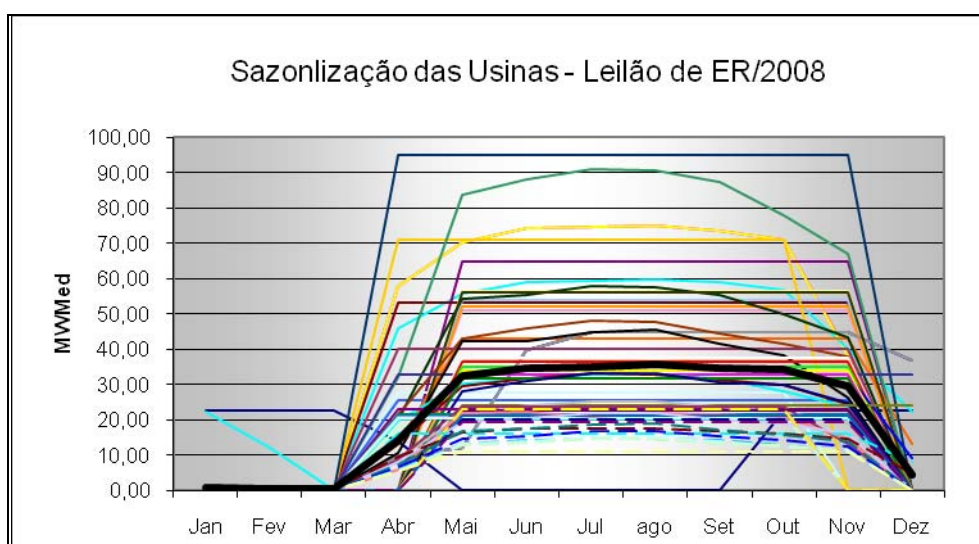
TEIF = Índice esperado de indisponibilidade forçada, deve ser maior do que zero; e,

IP = Índice médio de indisponibilidade programada. No caso das UTEs a bagaço de cana, pode ser nulo caso se faça a manutenção fora do período de produção.

5.8.3. Sazonalização

Sazonalização é o processo de alocar mensalmente um montante anual de energia, seja de um contrato ou a energia assegurada de uma usina¹⁷. No caso dos montantes contratados no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, opções de sazonalização seguiram os padrões adotados no último Leilão de Energia de Reserva de 2008. Nesse leilão, cada usina informou a disponibilidade mensal de energia em MWmed.

O gráfico apresentado na Figura 5.6 mostra as garantias físicas sazonalizadas das 67 Usinas que se cadastraram em 2008 e observa-se um padrão que pode ser estabelecido regionalmente: parte das usinas começa a gerar excedentes de energia elétrica em abril e parte em maio.



Fonte: Elaboração própria com dados dos leilões disponibilizados pela EPE

Figura 5.6 - Garantias Físicas das Usinas Participantes do Leilão de Energia de Reserva - 2008.

No SCG as opções de sazonalização foram obtidas pela análise do gráfico apresentado, onde foram observados quatro tipos básicos de sazonalização nas usinas do Estado de Mato Grosso do Sul.

- Tipo I - disponibilidade única de energia elétrica de abril a outubro zerando em novembro.

¹⁷ <http://www.ccee.org.br> em 23/03/2009.

- Tipo II - disponibilidade única de energia elétrica de abril a novembro zerando em dezembro.
- Tipo III - aumento linear da disponibilidade energia elétrica nos meses de março e abril mantendo constante de maio até novembro, zerando em dezembro.
- Tipo IV - aumento linear da disponibilidade energia elétrica nos meses de março, abril, maio e junho mantendo constante de maio até novembro, com queda linear em dezembro zerando em janeiro.

As opções de sazonalização foram obtidas pela aplicação das equações 5.7 e 5.8 em cada um dos tipos de sazonalização observados:

$$E_{ano[i]} = \sum_{m=1}^{12} E_{mês[i]} \quad [5.7]$$

$$E_{sazonal[i]} = \frac{E_{mês[i]}}{E_{ano[i]}} \times 100 \quad [5.8]$$

Onde:

m = meses do ano de 1 a 12.

i = tipo de sazonalização observado.

$E_{mês}$ = Disponibilidade de energia observada no mês m.

E_{ano} = Disponibilidade de energia observada no ano.

$E_{sazonal[i]}$ = Percentual de energia sazonalizada do tipo i para cada no mês m.

A opção automática de sazonalização foi considerada pela média apresentadas pelas usinas de Mato Grosso do Sul considerando-se que representam o reflexo das condições ambientais do Estado.

5.8.4. Opções de Tecnologias

A geração de excedentes de energia elétrica depende da tecnologia, eficiência dos equipamentos, eletrificação do processo, consumo de vapor e do teor de fibra na

cana [29]. Para os patamares tecnológicos foram considerados os seguintes casos considerando diferentes tecnologias, eficiências e demandas de vapor:

Caso I – Contrapressão a 22 bar e 300 °C

Caso II – Contrapressão a 40 bar e 350 °C

Caso III – Condensação a 65 bar e 510 °C

Caso IV – Compensação a 92 bar e 520 °C

Caso V – Compensação a 120 bar e 550 °C

As hipóteses adotadas para a simulação dos casos e o resultado da variação da geração de excedentes para cada caso de simulação foram os apresentados na Tabela 5.1 a seguir.

Tabela 5-1 - Hipóteses adotadas simulação considerando diferentes tecnologias.

Parâmetro	Unidade	Caso I	Caso II	Caso III	Caso IV	Caso V
Pressão do vapor	bar	22	40	65	92	120
Temperatura do vapor	°C	300	350	510	520	550
Demanda de vapor processo	kg/tcana	500	500	342-402	342-402	342-402
Consumo de eletricidade	kWh/tcana	12-15	12-15	32 *	32 *	32 *
Consumo de energia mecânica	kWh/tcana	15-20	15-20	-	-	-
Eficiência nominal TV	%	68	75	85	85	87
Eficiência nominal Caldeira	%	80	85	88	88	88
Geração específica excedente	kWh/tcana	10-15	20-35	60-70	70-80	80-100
* processo eletrificado						

Fonte: Termo de Referência – TR8

5.8.5. Simulação do Processo Produtivo

A simulação do processo produtivo foi considerada determinando-se passos de simulação de 30 dias a partir da definição do mês/ano do início da simulação até o mês/ano final da simulação. A energia mensal simulada é obtida pela sazonalização da garantia física operada mensalmente. Foi implementado no modelo uma safra operacional, que pode ser simulada até o limite máximo da capacidade projeto da

planta industrial que define o investimento em cogeração. A Figura 5.7 mostra a curva do rendimento da safra operacional em relação rendimento total do processo produtivo usada no simulador SICOG1.

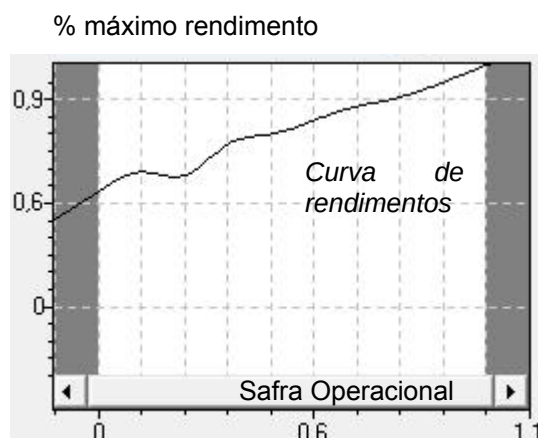


Figura 5.7 – Curva do rendimento total do processo produtivo usada no simulador SICOG1.

A safra operacional é modelada a partir da definição dos contratos de venda de energia, considerando-se que os investimentos nesse setor se dão a partir de uma definição de meta de investimentos que são executados gradativamente, determinados pelo planejamento estratégico da indústria. Dessa forma foi definida a safra operacional que depende do rendimento calculado pela interpolação da curva de rendimentos considerando a alteração do rendimento até o rendimento nominal total do processo produtivo.

5.9. Módulo Comercialização e Mercados

No módulo “comercialização e mercados” são considerados os diversos cenários de simulação estabelecendo-se um percentual de energia a ser comercializado em cada mercado bem como as restrições entre eles.

A receita proveniente da venda em cada mercado é estabelecida a partir das projeções dos preços considerando-se os contratos firmados nos leilões realizados pela ANEEL, a expectativa de aumento e/ou retração de preços, alterações regulatórias ou posição moderada ou agressiva do investidor. Dessa forma foram consideradas as seguintes opções:

- ACR: leilões de energia A3, A5, Leilões de Fontes Alternativas e Energia de Reserva;
- ACL: Valor médio do PLD mais previsão considerando a expectativa de aumento nos preços de energia nesse mercado;
- GD: Valor de Referência considerando-se possíveis alterações regulatórias no repasse dos preços pela concessionária de distribuição ao consumidor final; e,
- PROINFA: Valores contratados pela ELETROBRÁS na primeira fase do programa e projeções de preços para a segunda fase considerando-se os leilões de fontes alternativas que ocorreram a partir de 2007.

Dessa forma a receita global, detalhada nas equações 5.9 a 5.13, será determinada pelo somatório das receitas mensais obtidas pelos valores comercializados em cada mercado.

$$\text{Receita} = \text{REC}_{\text{ACR}} + \text{REC}_{\text{ACL}} + \text{REC}_{\text{PROINFA}} + \text{REC}_{\text{GD}} \quad [5.9]$$

Onde:

Receita = Valor obtido no período de “n” meses de simulação pela comercialização nos mercados ACR, ACL, PROINFA e/ou GD

$$\text{REC}_{\text{ACR}} = \sum_{i=1}^n (\text{ICB}(i) \times \text{Disp}_{\text{med-ACR}} + \text{ICE}(i) \times \text{Disp}_{\text{med-ACR-ER}}) \quad [5.10]$$

Onde:

ICB)(i)= Preço simulado para o mês “i” venda nos leilões A3 ou A5 do mercado ACR em R\$/MWh

ICE(i)= Preço simulado para o mês “i” para venda no mercado de Energia de Reserva - ER em R\$/MWh

Disp_{med-ACR} = Disponibilidade mensal da usina comprometida em contratos no ambiente ACR, nos leilões A3 ou A5, em MW médios.

$Disp_{med-ACR-ER}$ = Disponibilidade mensal da usina comprometida em contratos no ambiente ACR, nos leilões de Energia de Reserva - ER, em MWmédios.

$$REC_{ACL} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^k Pr_CP_{(j)}(i) \times Disp_{ACL(j)}(i) \quad [5.11]$$

Onde:

$Pr_CP_{(j)}(i)$ = Preço simulado para o mês “i” para venda de energia elétrica para cada contrato “j” de um conjunto de “k” contratos no mercado ACL em R\$/MWh

$Disp_{ACL(j)}(i)$ = Disponibilidade da usina comprometida em cada contrato “j” no ambiente ACL no mês “i” do período de simulação em MWmédios.

$$REC_{PROINFA} = \sum_{i=1}^n VECN(i) \times Disp_{MED-PROINFA} \quad [5.12]$$

Onde:

$VECN(i)$ = Preço simulado para o mês “i” para o Valor Econômico da fonte bagaço de cana para venda no PROINFA em R\$/MWh

ICE = Preço simulado para venda no mercado de Energia de Reserva - ER em R\$/MWh

$Disp_{med-ACR}$ = Disponibilidade mensal da usina comprometida em contratos no ambiente ACR, nos leilões A3 ou A5, em MWmédios.

$$REC_{GD} = Pr_{GD}(i) \times Dis_{MED-GD} \quad [5.13]$$

Onde:

$Pr_{GD}(i)$ = Preço simulado para o mês “i” para a comercialização direto com a distribuidora no mercado de Geração Distribuída – GD, em R\$/MWh

$Disp_{med-GD}$ = Disponibilidade mensal da usina comprometida em contratos obtidos pela comercialização direto com a distribuidora no mercado de Geração Distribuída – GD, em MWmédios.

Neste módulo são calculadas as penalidades previstas artigo 6º da Convenção da Comercialização e as receitas provenientes das liquidações do Mercado de Curto Prazo a serem contabilizadas pela CCEE.

$$\text{Penalidade} = E \times \bar{X}_{PLD} \times VR \quad [5.14]$$

Onde:

E = Montante de insuficiência de lastro; e,

$\bar{X}_{PLD}$ = Média ponderada mensal dos PLDs dos períodos de apuração em que se verificou a insuficiência de lastro.

O valor do PLD foi considerado a partir da evolução do valor médio em carga leve, média e pesada, calculado pelas médias de valores divulgados semanalmente para o submercado SE no período de 2005 a 2008.

5.10. Módulo Regulatório

No Módulo Regulatório são simulados os custos definidos pela regulação do setor elétrico e que são imputados aos agentes de geração de energia elétrica. Os seguintes custos são tratados nesse Módulo:

- uso dos sistemas de distribuição e transmissão;
- encargos dos sistemas de distribuição e transmissão;
- conexão aos sistemas de distribuição e transmissão;
- contratação de energia para entressafra;
- fiscalização ANEEL;
- demais encargos setoriais.

Neste módulo são simulados os incentivos dados ao agente de cogeração via redução de tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição para

determinada potência injetada na rede de energia. O custo da implantação da conexão considera: o comprimento da rede que deve ser construída, a potência do transformador e também eventuais alterações na subestação da concessionária de distribuição ou transmissão onde os sistemas serão interligados.

Na Tabela 5.2 estão relacionados os perfis para os agentes de cogeração considerando as opções de local (agentes de transmissão e distribuição de energia elétrica no Estado de Mato Grosso do Sul), tensão de conexão e a existência de incentivos regulatórios para a conexão, estabelecidas no simulador SCG.

Tabela 5-2 - Opções de local e tensão de ligação estabelecida no simulador

Opções de ligação	Incentivo	Tensão
CD_Enersul - 138 kV, 69KV, 34,5kV, 13.8kV DIT_Eletrosul - 138 kV 138 kV RB_Eletrosul - 230 kV RB_CETEEP - 230 kV RB_Outras - 230 kV ICG - Coletora Chapadão - 138 kV ICG - Subcoletora Chapadão - 138 kV ICG - Coletora Inocência - 138 kV ICG - Subcoletora Inocência - 138 kV ICG - Coletora Sidrolândia - 138 kV ICG - Subcoletora Sidrolândia - 138 kV ICG - Coletora Ivinhema - 138 kV ICG - Subcoletora Ivinhema - 138 kV ICG - Coletora Rio Brilhante - 138 kV ICG - Subcoletora Rio Brilhante - 138 kV	Unidades com potencia injetada na rede maior que 30 MW não têm desconto nas tarifas dos sistemas de distribuição e transmissão. Unidades com potencia injetada na rede menor ou igual a 30 MW têm descontos de até 50% nas tarifas dos sistemas de distribuição e transmissão.	RB - 230 kV A2 - 138 kV A3 - 69 kV A3a – 34,5 kV A4 – 13.8KV

Os custos globais estabelecidos no módulo regulatório, detalhados na equação 5.9 será determinado pelo somatório dos custos mensais referentes aos contratos Conexão à Transmissão - CCT com a transmissora proprietária das instalações de transmissão, de Uso do Sistema de Transmissão - CUST com o ONS, de Conexão à Distribuição – CCD e de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD com a distribuidora proprietária das instalações a serem acessadas, demais encargos setoriais assumidos pelo agente de geração e tarifa de fiscalização a ser paga para a ANEEL.

$$\text{Desp}_{\text{REG}} = \text{Custo}_{\text{ST}} + \text{Custo}_{\text{SD}} + \text{Custo}_{\text{CL}} + \text{Custo}_{\text{ENC-SET}} + \text{TFSEE} \quad [5.15]$$

Onde:

$Desp_{REG}$ = Valor calculado no período de “n” meses de simulação para o montante de despesas regulatórias

$Custo_{ST}$ = Montante do custo com os contratos Conexão à Transmissão - CCT e Uso do Sistema de Transmissão

$Custo_{SD}$ = Montante do custo com os contratos Conexão à Distribuição – CCD e de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD

$Custo_{CL}$ = Montante do custo do contrato de demanda e aquisição de energia para o período de entressafra.

$Custo_{ENC-SET}$ = Montante das despesas realizadas com encargos setoriais assumidos pelo agente de geração

$TFSEE$ = Montante das despesas regulatórias pagas para a ANEE como tarifa de fiscalização durante o período de simulação.

5.11. Módulo Econômico

A análise econômica estabelecida para o modelo considerou o fluxo de caixa como o elemento básico para a avaliação dos projetos de cogeração.

Sob a perspectiva do investidor em energia elétrica no setor sucroalcooleiro, é importante informar se o projeto é capaz de remunerar adequadamente o capital investido considerando os seguintes aspectos:

- rentabilidade do investimento;
- alteração da rentabilidade para determinada alteração da regulação setorial; e
- projeção das tarifas reguladas.

Dessa forma, o módulo “econômico” do simulador foi projetado para retornar a solução das equações dos principais indicadores que determinam o retomo do

investimento a partir do Fluxo de Caixa como o Valor Presente Líquido – VPL, o Payback Descontado - PBD e a Taxa Interna de Retorno – TIR [30].

O investimento inicial usado nas equações considera o percentual do investimento em energia destinado a geração de energia elétrica e o custo para se estabelecer uma conexão física das instalações de energia elétrica da indústria às das concessionárias de distribuição ou transmissão.

A geração do Fluxo de Caixa a partir das entradas de receitas e despesas é a parte predominante e necessária para inferir se o projeto é capaz de remunerar adequadamente o capital investido. Neste módulo são apresentados três métodos de avaliação: o método do Valor Presente Líquido, o método da Taxa Interna de Retorno e o método do Payback Descontado.

Como o sistema é dinâmico a saída do simulador apresenta os valores mensais em Reais, obtidos com venda de energia nos diversos mercados ao longo do período de simulação. Além disso, a conexão dos diversos módulos permite a obtenção do fluxo de caixa usado na obtenção do VPL, do Payback e da TIR a partir dos dados elaborados para cada cenário de simulação.

5.11.1. Avaliação de Projetos pelo Método do VPL

Para a avaliação pelo método do VPL, no SCG, o problema é formulado maximizando o VPL como pode ser observado nas equações 5.10 e 5.11:

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+k)^{-t}} \quad [5.16]$$

onde:

FC_t é o montante de caixa recebido e gasto pela usina, específico para os custos relacionados à cogeração de energia elétrica, no mês t (Fluxo de Caixa);

k é taxa requerida de juro;

I é o valor do investimento inicial.

Para maximizar o VPL:

$$\text{Max(VPL)} = -\text{Min(I)} + \text{Max}\left(\sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+k)^{-t}}\right) \quad [5.17]$$

5.11.2. Taxa Mínima de Atratividade - TMA

Para definir a taxa requerida k utilizada na avaliação do fluxo de caixa de um projeto de investimento, deve-se levar em consideração que a taxa requerida corresponde ao nível de risco do negócio, ou seja, ela é função do risco do projeto de investimento.

Especificamente para o setor de cogeração em usinas de biomassa se o nível de risco de um projeto de cogeração for considerado equivalente ao nível de risco de todo o projeto da indústria, a taxa requerida do projeto será a mesma da empresa. No simulador SCG a taxa requerida do projeto é estabelecida pela variável TMA.

5.11.3. Avaliação de Projetos pelo Método da TIR

A taxa requerida afeta de forma inversamente proporcional o valor do VPL, ou seja, se a taxa requerida diminuir, o VPL aumentará e se a taxa requerida aumentar o VPL diminuirá. O gráfico da Figura 5.8 apresenta um exemplo ilustrativo descrevendo valores encontrados para o VPL para um mesmo fluxo de caixa, variando-se a taxa requerida k de 0 a 25%.

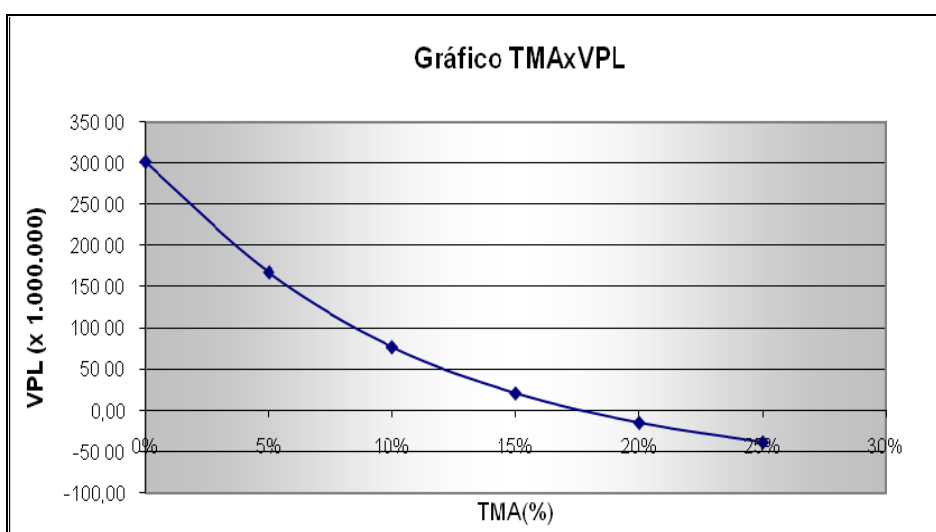


Figura 5.8 – Perfil da curva VPLxTMA

Nota-se neste exemplo ilustrativo que a taxa que anula o VPL, Taxa Interna de Retorno – TIR está situada ente 15 e 20%.

Lapponi sugere a seguinte decisão do investimento pela TIR:

- Se $TIR > k$, o capital investido será recuperado com a taxa requerida k e o projeto criará valor.
- Se $TIR < k$, o capital investido não será totalmente recuperado nem remunerado com a taxa requerida.

A análise pelo método da TIR tem uma restrição: é admitida apenas uma mudança de sinal para o fluxo de capitais.

5.11.4. Avaliação de Projetos pelo Método de Payback

Para aplicar o método PBD (Payback Descontado), é necessário definir o tempo máximo TMT para recuperar o capital investido e remunerado e também que haja apenas uma mudança no sinal dos fluxos de caixa.

Se forem aplicados os procedimentos de cálculo do PBD com taxa requerida igual a zero, têm-se tempo necessário para recuperar apenas o capital investido, ou seja, o Payback Simples.

Lapponi sugere que para decidir se o investimento deve ser aceito o PBD calculado com a taxa requerida K deve ser comparado com o MT, valor de referência, de forma que:

- Se $PBD < TMT$ o projeto deve ser aceito.
- Se $PBD > TMT$, o projeto não deve ser aceito.

5.12. Visão Geral do Simulador

A Figura 5.9 apresenta a tela de Controle dos módulos Técnico e Regulatório do simulador SCG. Em primeiro lugar define-se uma safra, que é um dado de projeto definido já no projeto da planta industrial da usina de açúcar e álcool e representa a

disponibilidade máxima de bagaço de cana para ser usado como combustível para a UTE.

São definidos os dados técnicos específicos para cada usina em particular, como o percentual de bagaço-cana, o rendimento global dos processos de conversão, o PCI do bagaço. A partir da definição desses dados e da escolha da opção tecnológica, é calculada a garantia física de energia elétrica a ser exportada e o consumo próprio do empreendimento.

Com esses valores e aplicando-se uma opção de sazonalização calcula-se a energia de exportação e o consumo sazonalizados e também o valor da disponibilidade máxima da UTE.

Com os dados de interrupção programada, IP, e da taxa esperada de interrupção forçada, TEIF, calcula-se a potência de geração que será necessária no investimento inicial da planta.

A partir dos dados que define a opção de conexão (distância, tensão, concessionária de distribuição/transmissão) são calculados os custos estabelecidos pela regulação do setor, bem como a caracterização do agente de cogeração como Consumidor Livre durante o período da entressafra.

A Figura 5.10 apresenta a tela de Controle dos módulos Comercialização e Mercado e Econômico. Nesta tela apresentam-se os principais valores de mercado de comercialização de energia elétrica que são valores de referência para venda de energia elétrica produzida a partir de biomassa, as opções de simulação de preços nos mercados ACR, ACR-ER, ACL, PROINFA e GD.

São simulados os percentuais de energia a ser comercializado em cada mercado com a restrição de se simular apenas um ambiente em leilão de energia nova. É definida a safra operacional, resultante da disponibilidade de bagaço no período de simulação. Pode-se alterar a disponibilidade de bagaço no decorrer da simulação.

Define-se também o percentual do investimento em energia que será usado para a produção de energia elétrica, a potência da UTE que, injetada na rede, será

limite para os descontos na tarifas TUSD e TUST. Também é escolhida a taxa mínima requerida – TMA que será usada na análise econômica.

Após a simulação obtêm-se os principais indicadores econômicos usados nas análises neste trabalho: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Payback Descontado (PBD).

Powersim Studio Presentation mode

← → ↺ ⏮ ⏭ ⏭ ⏮ 75% 🇧🇷 ?

SICOG-1 Controle

Especificações da planta industrial

Safra-Ano

← 1.000.000 2.000.000 3.000.000 4.000.000 5.000.000 6.000.000 ton/yr →

Opções de tecnologia

Opç Tecn:

Especificações da tecnologia pelo nível do investimento

Pressão do Vapor	40,00 bar
Temperatura do Vapor	300,00 C
Demanda Vapor Processo	500,00 kg/tcana
Consumo Energia Mecânica [*]	20,00 kWh/tcana
Eficiência Nominal - Turbina Vapor	75,00 %
Eficiência Nominal - Caldeira	85,00 %
Geração Específica - Consumo Interno	15,00 kWh/tcana
Geração Específica - Exportação	35,00 kWh/tcana

[*] Nos processos eletrificados o consumo de energia mecânica é 0 kWh/tcana

Dados gerais da usina termelétrica

Safra anual	2.300.000,00 ton/yr
PCI bagaço	7.500,00 kJ/kg
% Bagaço/cana	26,28 %
Fator de Capacidade Máximo (FC_max)	100,00 %
Taxa de Indisp. Forçada (TEIF)	0,00 %
Taxa de Indisp. Programada (IP)	5,00 %

Opções de conexão à transmissão

Comprimento da LT para conexão da usina (Km)

Tensão de conexão

Tipo de conexão

Sazonalização

Opções

Tipo S:

Gráfico da EE sazonalizada

Opção pelo usuário

	% E_ano
jan	0,00 %
fev	0,00 %
mar	0,00 %
abr	0,00 %
mai	0,00 %
jun	0,00 %
jul	0,00 %
ago	0,00 %
set	0,00 %
out	0,00 %
nov	0,00 %
dez	0,00 %
total	0,00 %

EE sazonalizada

	E_Export
jan	0,00 MWh
fev	0,00 MWh
mar	0,00 MWh
abr	3.244,75 MWh
mai	10.732,65 MWh
jun	10.732,65 MWh
jul	10.732,65 MWh
ago	10.732,65 MWh
set	10.732,65 MWh
out	10.732,65 MWh
nov	10.732,65 MWh
dez	3.244,75 MWh
total	81.618,06 MWh

Disponibilidade máxima

Potência do gerador

Energia elétrica anual para exportação	81.618,06 MWh
Garantia física (MWmed)	9,32 MW
Investimento previsto em energia	66.121.661,50 R\$

Simulação

Simulação

Simulação

Figura 5.9 – Tela de Controle dos Módulos Técnico e de Regulação.

Powersim Studio Presentation mode

Toggle Play (Ctrl+Space) 1 Simulação por Ambientes de Mercado

Valores de referência para venda de energia elétrica produzida a partir de biomassa (valores médios)

	2005	2006	2007	2008	Valores Propostos para simulação
Leilão A-3 (ICB)		134,18 R\$/MWh			
Leilão A-5 (ICB)	138,99 R\$/MWh	137,22 R\$/MWh		145,00 R\$/MWh	145,00 R\$/MWh
Leilão de Fontes Alternativas (ICB)				138,93 R\$/MWh	
Leilão de Energia de Reserva (ER)				155,60 R\$/MWh	155,60 R\$/MWh
	2007	2007	2008	2009	
Valor de referência para GD (VR)		129,72 R\$/MWh	139,44 R\$/MWh	145,77 R\$/MWh	141,83 R\$/MWh
Valor de referência para Proinfa (VECN)	93,77 R\$/MWh				93,77 R\$/MWh

Controle

Simulação de reajuste

IGPM: 5,58 %

Simulação de preços

ACR		ACL		GD	PROINFA
ICB_Sim	ER_Sim	% PLD Med	PrGD_Sim	VECN_Sim	
145 R\$/MWh	155,6 R\$/MWh	150%		93,77 R\$/MWh	
145,00 R\$/MWh	155,60 R\$/MWh	150,00 %	141,83 R\$/MWh	93,77 R\$/MWh	

Simulação de percentuais

ACR: 0,00 % ACR-ER: 0,00 % Proinfa: 0,00 %

Simular apenas um ambiente em leilão de energia nova

ACL: 0,00 %
GD: 100,00 %
Percentual da GF: 100,00 %

Controle

Simulação da Produção de EE

Safra Operacional

1.000.000 2.000.000 3.000.000 4.000.000 5.000.000 6.000.000 ton/yr

3.033.223,13 ton/yr
100,00 %

EE Disponível para Exportação
107.637,29 MWh

EE Contratada
107.637,29 MWh

Simulação
107.637,29 MWh
100,00 %

Análise do investimento

% do Investimento em EE

% em EE:
50%
55% 55,00 %
60%
65%
70%

Taxa mínima requerida

TMA:
0,00 %
5,00 % 15,00 %
10,00 %
15,00 %
20,00 %
25,00 %

Passos de Simulação

Contador: 0
Total (meses):

Pot_Incentivada: 30 MW

Método Valor Presente Líquido (VPL)
-47.142.263,72 R\$

Método Taxa Interna de Retorno (TIR)
13,64 %

Método Payback Descontado (PBD)
0

Figura 5.10 – Tela de Controle dos Módulos Comercialização e Mercado e Econômico.

5.13. Conclusões do Capítulo

Neste capítulo foi apresentado o modelo do simulador SCG desenvolvido usando a técnica Dinâmica de Sistemas. Mostrou-se a modelagem do problema da tomada de decisão através do DLC do modelo e a estrutura do sistema apresentada nos módulos: técnico, comercialização e mercados, regulatório e econômico.

As simulações que serão descritas no próximo capítulo permitirão a análise dos resultados econômicos de um projeto de cogeração em função das alterações das condicionantes estabelecidas pela regulação do setor elétrico. Devido ao fato do mercado de energia elétrica ser um mercado altamente regulado, a dinâmica da negociação de excedentes de energia elétrica proveniente das usinas de açúcar e álcool, está sujeita a alterações em leis, decretos, resoluções, portarias, etc.

Com o desenvolvimento do modelo via Dinâmica de Sistemas, a análise de sensibilidade do desempenho econômico de projetos de cogeração em função dessas alterações no modelo do setor elétrico poderá ser facilitada, porque, nessa técnica, o sistema é analisado como um todo e são consideradas as interações entre os elementos contidos nos módulos do sistema. O resultado expresso na análise dos efeitos dessas mudanças na legislação deve refletir o comportamento dinâmico resultante das interações entre os diversos elementos que compõem os módulos apresentados neste capítulo.

A grande vantagem de se escolher uma ferramenta de modelagem dinâmica é a habilidade que essas ferramentas têm de mostrar o relacionamento de causa e efeito e ao mesmo tempo possibilitar o cálculo de tempo e custo de um processo. Nesse trabalho escolheu-se a ferramenta de modelagem POWERSIM. Essa ferramenta permitiu a construção do simulador SCG através da conexão dos objetos oriundos da expansão do Diagrama de Laço Causal desenvolvido para o simulador. Esse programa possibilita a geração das equações diferenciais que regem o modelo com o simples fornecimento das relações algébricas entre as variáveis. Essa facilidade não é obtida com os gerenciadores de banco de dados disponíveis no mercado. Apesar de requerer um desenvolvimento especializado, os resultados são mais apropriados em simulações dessa natureza.

Capítulo 6. Análises Realizadas através do SCG

6.1. Introdução

Neste capítulo são descritas as análises desenvolvidas através do simulador SCG. A Figura 6.1 apresenta um diagrama de blocos que explica o fluxo de dados/informações que ocorrem nas simulações executadas através do simulador SCG.

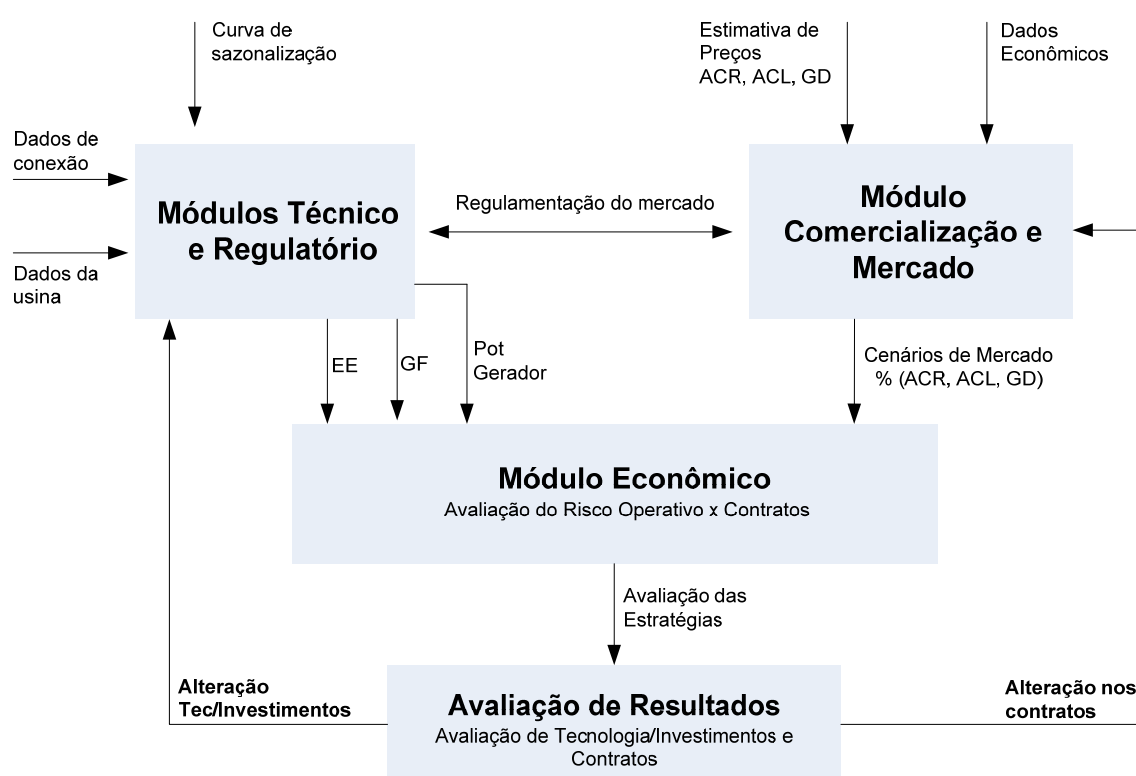


Figura 6.1 – Diagrama de Blocos do simulador SCG.

O método de análise, ilustrado na Figura 6.1, compreende as seguintes etapas:

- a. inicialmente, na primeira etapa é escolhido um cenário tecnológico para a planta industrial: são estabelecidos os dados de simulação especificados para os insumos que alimentarão a usina termelétrica, os dados de conexão com os valores regulados para as tarifas de uso e custo dos encargos dos sistemas de distribuição e/ou transmissão de energia elétrica. É escolhida uma opção

de sazonalização para a cogeração de energia elétrica pela usina termelétrica, calculada a potência do gerador e definido o investimento em cogeração na planta industrial. Ainda na primeira etapa, após a definição do cenário tecnológico, é obtida a quantidade de energia e a garantia física que o agente poderá comercializar.

- b. Na segunda etapa no módulo “Comercialização e Mercados” são estabelecidos os principais indicadores financeiros a serem usados na simulação, escolhidos os preços simulados para a venda de energia elétrica nos mercados disponíveis e montados cenários de mercado para simulação num horizonte de quinze anos.
- c. Na terceira etapa, no módulo “Econômico” são efetuadas as simulações em que são obtidos os principais parâmetros que servirão de base para a tomada de decisão. Durante esta etapa são efetuadas alterações em aspectos da regulação do setor elétrico e executada a análise de sensibilidade quando são obtidos novos parâmetros econômicos a partir das alterações regulatórias.
- d. Na quarta etapa ocorre a avaliação e interpretação dos resultados das análises econômicas e de sensibilidade se retornado ao início quando novos cenários tecnológicos e de mercados são montados até se obter o melhor cenário para o investimento no setor.

6.2. Método de Obtenção de Dados

O banco de dados que serviu de base para a implementação do modelo e para a montagem dos cenários de simulação foi construído por dados obtidos por meio de pesquisas bibliográficas, simulação e pesquisa documental do setor de geração, transmissão e distribuição. Os próximos itens detalham os dados usados no simulador.

6.2.1. Dados de Contratos

Os dados estimados para os contratos de compra e venda de energia elétrica foram estabelecidos a partir dos dados disponibilizados no sitio pela CCEE, www.ccee.com.br, para os leilões da ANEEL, e inferidos cenários com preços de

venda para o tempo de simulação:

- ICB - Valores médios dos leilões A-3, A-5 e Fontes Alternativas;
- ICE - Valores médios do 1º leilão de Energia de Reserva;
- VECN - Valor Econômico Correspondente à Biomassa - Bagaço de Cana da primeira fase do PROINFA, estabelecido pela Eletrobrás em 2004 e reajustado pelo IPCA;
- PR_GD - Valor Anual de Referência, para estimativa de multas por descumprimento de contrato de geração e preço de venda de energia no mercado de Geração Distribuída. Esses valores inicialmente foram estabelecidos pelos Decretos nº 5.163/2004 e 5.911/2006, do Governo Federal, posteriormente foram regulamentados pela ANEEL. Atualmente são disponibilizados no sítio da CCEE, www.ccee.com.br; e,
- PLD – Projeção da média dos preços em carga leve, média e pesada do período 2005 a 2008 disponibilizados no sítio da EPE, www.epe.com.br.

6.2.2. Dados de Conexão

Os valores regulados para as tarifas de uso e custo dos encargos dos sistemas de distribuição e/ou transmissão de energia elétrica foram considerados para os principais pontos de conexão no Estado de Mato Grosso do Sul considerando os agentes de geração transmissão e de distribuição que operam hoje no Estado. A projeção dos preços foi obtida a partir dos valores de 2005 a 2008 constantes nas Resoluções ANEEL 074/2005, 311/2006, 572/2007 e 624/2008:

- TUSD - D APE e PIE Geração Demanda (R\$/kW)
- TUSD - E APE e PIE Encargos (R\$/MWh).

As tarifas de demanda e energia regulada para consumidores livres conectadas ao sistema de distribuição e consumidores cativos do Grupo A. Esses preços também foram obtidos a partir dos valores de 2005 a 2008 constantes nas Resoluções tarifárias da Enersul:

- TUSD - E Consumidores Livres Encargos (R\$/MWh);
- TUSD - D Consumidores Livres Demanda Ponta (R\$/KW); e,
- TUSD - D Consumidores Livres Demanda FP (R\$/KW).

Tarifas de uso e encargos de conexão às Demais Instalações de Transmissão - DITs (propriedade das transmissoras com conexão em 138 KV) e tarifas uso e encargos conexão à rede básica (conexão maior ou igual a 230 kV). Esses preços foram estimados a partir das Receitas Anuais Permitidas para as concessionárias de Transmissão, Eletrosul e CTEEP, que operam em Mato Grosso do Sul, disponível no sítio da ANEEL www.aneel.gov.br: Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST (R\$/kW) para as transmissoras Eletrosul - DIT, Eletrosul – RB e CETEEP – RB.

Os custos de conexão foram estimados a partir dos valores das construções mais recentes de Linhas de Transmissão no Estado a exemplo da LT Jardim(MS)-Porto Murinho(MS), dos valores projetados pela EPE na Análise Técnico-Econômica de Alternativas Expansão do Sistema de Transmissão nos Estados do Mato Grosso do Sul e Goiás [19] e dos estudos para conexão de UTEs que se cadastraram no Programa de Incentivos às Fontes Alternativa de Energia Elétrica – PROINFA. Foram considerado os Encargos do Sistema de Transmissão (R\$/kW) para as ICGs-Coletoras e Subcoletoras de Chapadão do Sul, Inocência, Sidrolândia, Ivinhema e Rio Brilhante.

6.2.3. Dados da Central Termelétrica

Para o estabelecimento dos dados de simulação especificados para os insumos que alimentarão a usina termelétrica, o principal atributo é a safra projetada para a planta industrial. Os principais atributos que compõem estes dados são:

- Safra em toneladas por ano (ton/yr);
- PCI bagaço – valor estimado inicialmente em 7.500 kJ/kg;
- % Bagaço/cana – percentual de bagaço extraído para cada tonelada de cana, valor estimado para o Estado de Mato Grosso do Sul em 26,28%;
- Fator de Capacidade Máximo (FCmax) - definido para cada planta industrial;

- Taxa de Indisponibilidade Forçada (TEIF) - definido para cada planta industrial;
- Taxa de Indisponibilidade Programada (IP) – definido para cada planta industrial;

As opções de sazonalização para a cogeração de energia elétrica pela usina termelétrica estabelecidas neste trabalho foram:

- Opção I – geração de energia de abril a outubro com percentuais de janeiro a dezembro de: 0,00%; 0,00%; 0,00%; 14,29%; 14,29%; 14,29%; 14,29%; 14,29%; 14,29%; 14,29%; 0,00% e 0,00%;
- Opção II – geração de energia de maio a novembro com percentuais de janeiro a dezembro de: 0,00%; 0,00%; 0,00%; 0,00%; 14,29%; 14,29%; 14,29%; 14,29%; 14,29%; 14,29%; 14,29% e 0,00%;
- Opção III – geração de energia de abril a dezembro com percentuais de janeiro a dezembro de: 0,00%; 0,00%; 0,00%; 3,98%; 13,15%; 13,15%; 13,15%; 13,15%; 13,15%; 13,15%; 13,15% e 3,98%;
- Opção IV – geração de energia de abril a dezembro com percentuais de janeiro a dezembro de: 0,00%; 0,00%; 0,00%; 3,09%; 3,70%; 12,35%; 13,89%; 13,89%; 13,89%; 13,89%; 13,89%; 13,89% e 11,42%.
- Opção V – sazonalização definida pelo usuário.

6.3. Montagem dos Cenários de Comercialização

Os seguintes atributos são escolhidos e/ ou calculados na montagem do cenário tecnológico:

- Geração Específica - Consumo Interno (kWh/tcn) – atributo que indica a quantidade de bagaço de cana que será utilizado para a geração de energia elétrica para uso na própria planta industrial¹⁸;
- Geração Específica – Exportação - atributo que indica a quantidade de bagaço de cana que será utilizado para a geração de energia elétrica para exportação;

¹⁸ A geração específica kWh/tcn foi estimada partir dos valores obtidos pelas usinas que atualmente operam no Estado de Mato Grosso do Sul.

- Comprimento da LT para conexão da usina (km);
- Tensão de conexão (KV);
- Tipo de conexão – atributo que indica a se a conexão será através da concessionária de distribuição, de uma transmissora ou uma instalação de transmissão compartilhada específica para a geração;
- Disponibilidade máxima (kW) - valor da potência média mensal máxima que será disponibilizada pela central geradora, que determina a potência dos geradores;
- Potência do gerador (kW);
- Energia elétrica anual para exportação (kWh). Valor de energia que será a base para a comercialização;
- Garantia física (MWmed) – valor médio mensal de energia elétrica que será disponibilizado para participação nos leilões de EE; e,
- Investimento previsto em energia (R\$) – valor correspondente ao investimento na central geradora e nas instalações para conexão até o ponto de entrega (transformador e linha de transmissão, e instalações de conexão).

A partir da quantidade de energia que o agente poderá comercializar e da garantia física, são montados cenários com diferentes percentuais de comercialização nos mercados ACR, ACL, GD e PROINFA para avaliação do seu desempenho econômico e, consequentemente, de seu aprendizado. As simulações são executadas num horizonte de quinze anos (tempo de duração dos contratos no ACR). Nesta etapa também são escolhidos os principais indicadores financeiros a serem usados na simulação.

6.4. Simulação e Análise Econômica

A partir das simulações pelo SCG são obtidos os principais parâmetros usados na análise econômica. Neste trabalho foram realizados cinco estudos de caso para representar as possibilidades do simulador.

- Caso 1: simulação alteração na política de descontos nas tarifas de conexão em projetos de cogeração.
- Caso 2: simulação de projeto de cogeração 50 MW em horizonte de 15

anos conectado à Rede Básica e à Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG.

- Caso 3: simulação de projeto de cogeração na condição de Geração Distribuída, analisando-se possível alteração regulatória na aplicação do valor VR.
- Caso 4: simulação de projeto de cogeração, com Energia Elétrica comercializada no ACR, com quebra na safra e sujeita a penalidades.
- Caso 5: simulação de projeto de cogeração com comercialização em diferentes ambientes de contratação.

Para as análises dos estudos de caso 1, 2 e 3, foi adotado o seguinte caso-base: usina com moagem anual estimada de dois milhões e duzentas mil toneladas de cana, de abril a dezembro, considerando uma conexão de 138 KV distante 20 km da subestação da concessionária de distribuição. Período de simulação de 180 meses. Atualização das grandezas econômicas de 5,58% e considerou-se que 55% dos investimentos em energia foram alocados para a central termelétrica.

Para esse caso-base foram simulados cenários de mercado com comercialização de 100% da energia nos mercados ACR, ACR-ER, ACL e GD, considerando os seguintes preços para a energia vendida nesses mercados:

1. No ambiente ACR, foi adotado o valor comercializado pela fonte bagaço de cana no sétimo leilão de energia nova, leilão A-5, realizado em setembro/2008: 145 R\$/MWh.
2. No ambiente ACR_ER foi adotado um comprometimento de 100% da UTE para Energia de Reserva conseguindo o ICE de 58,84 R\$/MWh.
3. Para a comercialização de 100% no ACL foi simulado um preço equivalente a 150% do preço médio do PLD.
4. No mercado GD (venda à concessionária de distribuição como Geração Distribuída) foi adotado o Valor de Referência VR aprovado pela ANEEL para o ano de 2009: 128,94 R\$/MWh.

O simulador calculou as condições de exportação de energia elétrica para o caso-base descritas na tabela 6.1. Observa-se que nessas condições, com a contratação de 100% da energia, apenas a usina onde se observa o uso de

tecnologia em pressão de 40 bar é beneficiada pelo desconto de 50% nas tarifas TUSD/TUST¹⁹. A tabela 6.1 os resultados de energia/investimento calculada pelo simulador par o caso-base e a Tabela 6.2 apresenta a Taxa Interna de Retorno - TIR para cada uma das opções de tecnologia simuladas nos cenários adotados para esse estudo, apresenta também o cálculo do Payback Descontado – PBD usando uma taxa mínima de atratividade – TMA de 15%.

Tabela 6-1 – Resultados de Energia/Investimento x Opções de Tecnologia para os cenários do Caso-Base

Tecnologia		Energia Anual Exportação (MWh)	Garantia Física (MWmed)	Investimento Inicial (x 1000R\$)	Potência de Geração (MW)	Desconto na TUSD/TUST (%)
Pressão	40 bar	81.618,06	9,32	66.121,66	21,95	Sim
	65 bar	163.236,11	18,63	116.602,92	37,31	Não
	92 bar	186.555,56	21,30	161.992,16	49,16	Não
	120 bar	233.194,44	26,62	207.469,18	57,94	Não

Tabela 6-2 – PBD e TIR x Opções de Tecnologia para os cenários do Caso-Base

Tecnologia		ACR		ACR-ER		ACL		GD	
		PBD (m)	TIR (%)	PBD (m)	TIR (%)	PBD (m)	TIR (%)	PBD (m)	TIR (%)
Pressão	40 bar	143	17,30	111	20,02	*	10,87	151	16,33
	65 bar	106	20,74	103	20,16	*	11,7	132	17,76
	92 bar	143	17,03	138	17,40	*	8,41	*	14,32
	120 bar	146	16,80	141	17,17	*	8,36	*	14,15

(*) Casos em que não houve saldo positivo do VPL no período de simulação de 108 meses

Nos próximos itens serão simulados três estudos de caso cujos resultados obtidos serão comparados com os valores do caso-base de simulação. Nos estudos de caso 4 e 5, foram usados novos parâmetros de simulação, com o objetivo de ilustrar outras possibilidades do simulador.

6.4.1. Estudo de Caso 1 - Sensibilidade aos Descontos na TUSD/TUST

Neste caso foi avaliado o impacto da alteração na política de descontos nas

¹⁹ Pela Resolução Normativa ANEEL nº 77, de 18 de agosto de 2004, os empreendimentos de PCH, de fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada com potência instalada menor ou igual a 30 MW destinados a PIE ou AP terão 50% de desconto na TUSD.

tarifas de uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão, TUSD e TUST em projetos de cogeração.

Para avaliar o impacto na mudança de um dispositivo regulatório, estabelecida no artigo 26º da Lei nº 9.427, de 1996, alterando de 30MW para 50MW a potência instalada da UTE que possui descontos na tarifas de uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão, foram simuladas duas condições:

1. Condição do caso-base: descontos para UTE com potência instalada até 30 MW, conforme legislação atual.
2. Condição proposta nesse estudo de caso: Alteração de 30 MW para 50 MW a potência instalada de UTEs com descontos.

A Tabela 6.3 apresenta os resultados de PBD e TIR x opções de tecnologia para conexão em subestação de uma concessionária de distribuição distante 20 km para uma opção de descontos nas tarifas de uso do sistema de distribuição de 50% (alteração no artigo 26º da Lei nº 9.427, de 1996).

Tabela 6-3 – PBD e TIR x Opções de Tecnologia alterando de 30MW para 50MW as UTEs com direito a Descontos na TUSD/TUST

Tecnologia		ACR		ACR-ER		ACL		GD	
		PBD (m)	TIR (%)	PBD (m)	TIR (%)	PBD (m)	TIR (%)	PBD (m)	TIR (%)
Pressão	40 bar	143	17,30	111	20,02	*	10,87	151	16,33
	65 bar	90	23,60	88	23,48	*	13,76	113	19,56
	92 bar	120	18,96	117	19,30	*	10,69	160	15,83
	120 bar	146	16,80	141	17,17	*	8,36	*	14,15

(*) Casos em que não houve saldo positivo do VPL no período de simulação de 108 meses

Comparando-se os valores expressos nas tabelas 6.3 e 6.2 (caso-base) observa-se que não houve alteração para as tecnologias 40 bar e 120 bar, isso porque na tecnologia 40 bar a potência calculada foi menor que 30 MW e o desconto foi simulado em ambos os estudos, já para a tecnologia com pressão de 120 bar a potência de geração foi maior que 50 MW e não houve descontos em nenhum dos casos. Todavia para as tecnologias 65 bar e 92 bar houve ganho significativo. Na melhor condição, que foi a tecnologia 60 bar, no caso-base o Payback foi de 103 meses com TIR de 20,16%, já com a alteração no marco regulatório que estabelece os descontos, o Payback foi de 88 meses com TIR de 23,48%.

6.4.2. Estudo de Caso 2 – Sensibilidade à variação do Custo de Conexão

O Caso 2 apresenta a análise do custo da conexão no investimento em projetos de cogeração. Para isto foram escolhidas duas opções conexão: uma à Rede Básica e outra em uma Instalação Compartilhada de Geração – ICG que foram comparadas à opção do caso-base.

1. Caso-base: considerou-se uma conexão de 138 KV distante 20 km da subestação da concessionária de distribuição.
2. Conexão em subcoletora de ICG no norte do Estado, com raio de influência de 20 km. A distância da usina à subestação foi simulada em 20 km interligada por uma linha de 13.8 kV.
3. Conexão em Rede Básica, em uma subestação de uma transmissora distante 20 km da UTE.

As simulações foram executadas para cada uma das opções de tecnologia simuladas nos cenários adotados para esse estudo e para os cenários de mercado com comercialização de 100% da energia nos mercados ACR, ACR-ER, ACL e GD, considerados no caso-base.

A Tabela 6.4 apresenta os resultados de PBD e TIR x opções de tecnologia para conexão em uma distância de 20 km de uma ICG calculada pelo simulador e a Tabela 6.5 apresenta os mesmos resultados para conexão em uma subestação de transmissora distante 20 km da UTE.

Tabela 6-4 –PBD e TIR x Opções de Tecnologia para Conexão em ICG à 20 km - linha de 13.8 kV.

Tecnologia		ACR		ACR-ER		ACL		GD	
		PBD	TIR	PBD	TIR	PBD	TIR	PBD	TIR
Pressão	40 bar	99	21,8	96	22,17	*	13,56	132	18,67
	65 bar	86	24,09	84	24,49	177	15,17	100	21,36
	92 bar	114	19,8	111	20,5	*	11,9	138	17,33
	120 bar	118	19,33	115	19,68	*	11,55	144	16,89

Tabela 6-5 – PBD e TIR x Opções de Tecnologia para Conexão em RB, em uma subestação de uma transmissora distante 20 km da UTE.

Tecnologia		ACR		ACR-ER		ACL		GD	
		PBD	TIR	PBD	TIR	PBD	TIR	PBD	TIR
Pressão	40 bar	124	18,82	121	19,17	*	11,03	162	15,84
	65 bar	103	21,65	100	22,04	*	13,08	122	18,98
	92 bar	136	17,80	132	18,14	*	10,14	171	15,37
	120 bar	138	17,57	134	17,91	*	9,98	175	1516

A comparação dos resultados representados na tabela 6-5 com os resultados apresentados no caso-base mostra que a questão da conexão é um aspecto de grande influência nos resultados econômicos das avaliações dos projetos. Pode ser observado que os melhores resultados TIR e PBD foram para a conexão em uma ICG. Isto era mesmo esperado haja vista que este tipo de conexão é resultado de um incentivo às fontes alternativas. Também refletem nos resultados as tarifas TUSD e TUST que são devidas e tem um alto peso na análise quando a conexão se dá em subestação da concessionária de distribuição.

6.4.3. Estudo de Caso 3 – Sensibilidade à variação do Valor de Referência

O Caso 3 apresenta a análise do impacto da alteração do dispositivo regulatório estabelecido pelo Artigo 36º do Decreto nº 5.163/2004 que limita o repasse às tarifas dos consumidores finais, dos custos de aquisição de energia elétrica resultantes da contratação de geração distribuída ao valor do VR.

Na Audiência Pública - AP nº 011/2007 da ANEEL a Associação Brasileira dos Pequenos e Médios Produtores de Energia Elétrica – APMPE sugeriu a criação um fator multiplicador para geração distribuída (valor maior do que um) que, aplicado ao VR homologado pela ANEEL, dê como resultado um valor denominado VRgd a ser aplicado no repasse às tarifas dos consumidores finais, dos custos de aquisição de energia elétrica resultantes da contratação de Geração Distribuída no sentido de viabilizar projetos de fontes alternativas (geração distribuída) por intermédio de outras opções, além do leilão de energia.

Para compreender melhor a dificuldade de inserção de fontes incentivadas por

meio da Geração Distribuída, foi simulada a opção de Venda à concessionária de distribuição como Geração Distribuída adotando um valor VRgd como foi sugerido pela APMPE. Neste estudo o valor escolhido para o VRgd foi o VR aprovado pela ANEEL acrescido de 10%, ou de 141,83 R\$/MWh e comparado ao caso-base que considerou a venda à concessionária de distribuição como Geração Distribuída pelo Valor de Referência VR aprovado pela ANEEL para o ano de 2009: 128,94 R\$/MWh

Os resultados dessa simulação, que apresenta a influência da alteração no artigo 36º de Decreto 5163/2004 na comercialização de uma UTE estão ilustrados na tabela 6.6.

Tabela 6-6 – PBD e TIR x Opções de Tecnologia para Venda no mercado GD pelo valor VR + 10%, ou de 141,83 R\$/MWh.

Tecnologia		VR		VRgd = VR+10%	
		PBD	TIR	PBD	TIR
Pressão	40 bar	151	16,33	124	18,44
	65 bar	132	17,76	109	20,08
	92 bar	*	14,32	151	16,38
	120 bar	*	14,15	154	16,16

Observa-se pela tabela que para as tecnologias com pressão de 92 e 120 bar o VPL não ficou positivo no tempo da simulação, que foi de 180 meses, quando foi simulado o VR de 128,94 R\$/MWh. Por outro lado se for liberado um acréscimo de 10%, ou seja, adotado um VRgd = 1,1 VR, em todas as tecnologias o VPL foi positivo no tempo de simulação com o PPD variando de 109 a 154 meses para a taxa TMA de 15% aa. Nessas condições, a atratividade desse mercado se aproxima da venda nos leilões no Ambiente ACR.

A análise da TIR resultante das opções de comercialização simuladas, que variou de 14,15% a 17,76% sem alteração no VR e 16,16% a 20,08% com a liberação de apenas 10% na restrição do repasse pelo VR, sugere que a limitação imposta pelo Decreto do Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004²⁰ realmente desestimula a comercialização da energia oriunda das UTE movidas pela biomassa da cana como Geração Distribuída.

²⁰ O Artigo 36 do Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004, determina que o repasse dos custos de aquisição de energia elétrica pelos agentes de distribuição às tarifas de seus consumidores finais é imitado pelo VR.

6.4.4. Estudo de Caso 4 – Sensibilidade à Insuficiência de Lastro no ACR

Neste caso foi simulado um projeto de cogeração, com energia elétrica 100% comercializada no ACR, com quebra na safra e, portanto, sujeito à penalidades por insuficiência de lastro.

Como foi comentado no Capítulo 5, a Convenção da Comercialização da CCEE determina penalidade pelo não cumprimento dos requisitos de lastro para venda de energia elétrica com base no montante de insuficiência multiplicado pela média ponderada mensal dos PLDs dos períodos de apuração em que se verificou a insuficiência de lastro, ou o Valor Anual de Referência (VR), o que for maior.

Para avaliar o impacto dessas penalidades no investimento total, foram executadas duas simulações no período de jan/2009 a dez/2015, com variações na produção de cana.

1. Primeira simulação:
 - a. Nos primeiros cinco anos a usina termelétrica operou com o insumo bagaço de cana produzido nas condições de contratação, ou seja, 100% no ambiente ACL.
 - b. Nos cinco anos seguintes houve quebra de 15% na safra, com a consequente redução na produção de energia elétrica advinda da cogeração. Nessa condição houve penalidade por insuficiência de lastro.
 - c. Nos últimos cinco anos, a safra retornou às condições iniciais de contratação.
2. Segunda simulação:
 - a. Usina produzindo a quantidade de bagaço comprometida na contratação em toda a sua operação.

Para estas análises foi simulada uma usina com moagem anual estimada de três milhões toneladas de cana, operando de abril a outubro, com tecnologia, vapor a 65 bar, 510 °C. Foi considerada uma conexão em uma DIT sendo necessária a

construção de uma LT de 138 KV de 30 km de comprimento. A energia elétrica foi comercializada um valor de 138,93 R\$/MWh. O SCG calculou o investimento inicial em energia na usina em R\$ 169.580.797,86. A energia elétrica de exportação foi calculada em 212.916,67 MWh, podendo comprometer em Garantia Física, 24,31 MWmed. A potência instalada de geração calculada para a UTE foi de 52,87 MW. A atualização das grandezas econômicas considerada foi de 6% e foi considerado que 55% dos investimentos em energia foram alocados para a central termelétrica.

O gráfico do VPL x TMA, Figura 6.5, apresenta a evolução do VPL para as duas simulações. Para maiores valores de TMA a diferença entre o Payback Descontado acentua-se indicando que as penalidades pela insuficiência de lastro podem comprometer a tomada de decisão para o investimento.

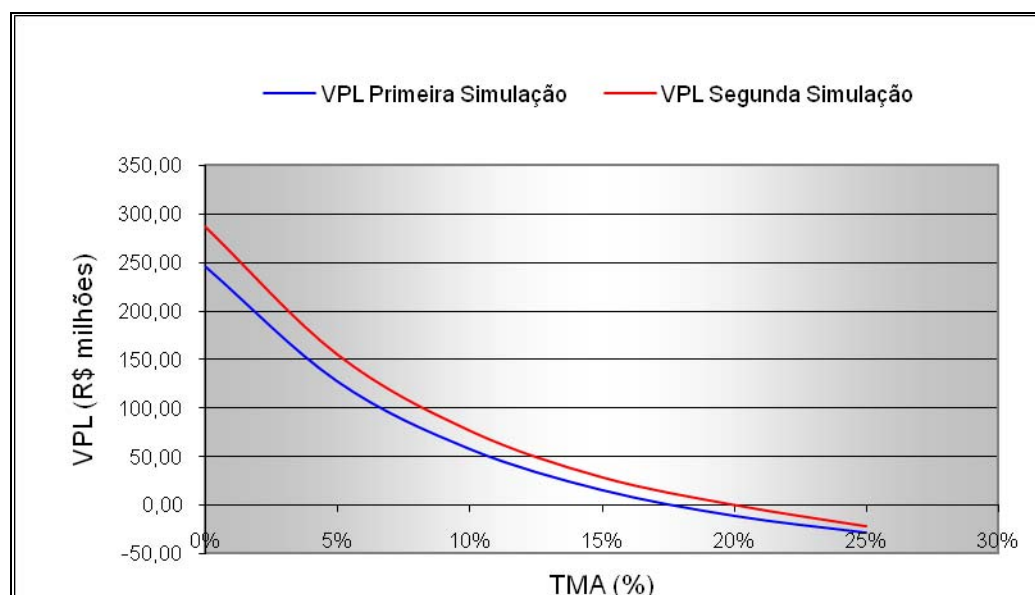


Figura 6.2 – Perfil do VPL para UTE operando com níveis de bagaço de cana insuficiente para atender a toda a geração contratada.

Para taxas TMA de 15% o PPB da primeira simulação, ou seja, considerando quebra na safra com a conseqüente insuficiência de lastro para o cumprimento dos contratos de cogeração, foi calculado um Payback de 143 meses ao passo que na segunda simulação, onde não foi considerado insuficiência de lastro, o Payback foi calculado em 119 meses, indicando o quanto as penalidades influenciam na viabilização do projeto.

6.4.5. Estudo de Caso 5 – Análise de Contratação em Diferentes Mercados.

Nesse caso procura-se exemplificar a avaliação das opções para construção dos cenários de mercado disponíveis para a comercialização, por meio da análise econômica. Para isso foram simulados, para a mesma condição de geração de energia elétrica, os seguintes cenários de comercialização:

5. Comercialização de 100% no de ambiente ACR pelo valor comercializado pela fonte bagaço de cana no sétimo leilão de energia nova, leilão A-5, realizado em setembro/2008, que foi de 145 R\$/MWh.
6. Comercialização de 100% no ACL a um preço equivalente a 150% do preço médio do PLD.
7. Venda de 100% à concessionária de distribuição como Geração Distribuída pelo valor VR aprovado pela ANEEL para o ano de 2008.
8. Comprometimento de 100% como Energia de Reserva conseguindo o ICE de 58,84 R\$/MWh.

Através do SCG foi simulada uma usina com moagem anual estimada de um milhão e oitocentos mil toneladas de cana, de abril a outubro, considerando a conexão em 138 kV, em uma subestação da concessionária de distribuição distante 40 km da UTE. Foram simuladas tecnologias, vapor a 22 bar, 40 bar, 65 bar, 92 bar e 120 bar. O período de simulação foi de 180 meses. A Tabela 6.7 apresenta a Taxa Interna de Retorno - TIR para cada uma das opções de tecnologia simuladas nos cenários descritos neste estudo.

Tabela 6-7 – Taxa Interna de Retorno x Opções de Tecnologia

Tecnologia		Taxa Interna de Retorno para Cenários de Comercialização			
		ACR	ACL	GD	ER
Pressão	22 bar	8,03	0,6	6,65	8,33
	40 bar	15,03	7,17	13,59	15,38
	65 bar	16,42	7,68	15,37	16,8
	90 bar	13,34	5,44	12,34	13,68
	120 bar	13,28	5,53	12,30	13,61

Para essa simulação, a atualização das grandezas econômicas considerada foi de 5,58% e considerou-se que 60% dos investimentos em energia foram alocados

para a central termelétrica. Os resultados mostrados na Tabela 6.1 apresentam a melhor opção de comercialização pela análise da TIR na opção tecnológica vapor a 65 bar, no mercado de energia de reserva.

Capítulo 7. Considerações Finais

Em face ao modelo de regulação do setor de energia elétrica brasileiro, as indústrias do setor sucroalcooleiro experimentam, muitas vezes, situações imprevistas no que se refere aos aspectos comerciais e de gestão. Considerando que o desenvolvimento de ferramentas computacionais de simulação é fundamental para a tomada de decisão, o simulador SCG cumpriu os objetivos de identificar as influências dos aspectos regulatórios na tomada de decisão relacionada ao investimento na cogeração de energia elétrica. No caso do setor sucroalcooleiro, para que se tenha êxito na colocação da energia nos diferentes mercados para venda de seus excedentes de energia elétrica, as empresas necessitam simular as diversas formas de contratação disponíveis, de modo que possam maximizar os lucros e, consequentemente, diminuir o tempo de retorno dos investimentos necessários para a implantação das unidades de cogeração em suas plantas industriais.

Dada as características particulares e a grande expansão atual da indústria canavieira do Estado de Mato Grosso do Sul, a variedade de informações a serem analisadas e a ausência de ferramentas específicas para simular o negócio das usinas de cogeração por bagaço de cana dessa região, o SCG foi direcionado para esta indústria. O objetivo principal de um simulador é obter os resultados o mais próximo possível da realidade, desta forma, quanto maior for a precisão dos dados de entrada, mais eficaz será o resultado da simulação.

No desenvolvimento do simulador foi aplicada a técnica de Dinâmica de Sistemas. A princípio foram identificadas e compreendidas as relações de causa e efeito dos eventos relacionados à cogeração de eletricidade pelas usinas sucroalcooleiras. Para simular o comportamento dinâmico das variáveis do sistema foram relacionadas as principais variáveis dentro do modelo da empresa, identificando-se a relação dinâmica entre elas e foi construído o Diagrama de Laço Causal DLC.

No problema da tomada de decisão, representado pelo DLC foram considerados os principais aspectos básicos na decisão do investidor: a tecnologia a ser aplicada na cogeração, o quanto a usina produzirá em excedentes de energia

elétrica e em que ambiente comercializar. O simulador SCG foi construído implementando-se o DLC no *software Powersim Studio Enterprise 2003*, disponível no Laboratório de Energia do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul – UFMS. Através das simulações resultantes da aplicação do método proposto neste trabalho foram equacionadas algumas influências de aspectos regulatórios na tomada de decisão relacionada ao investimento na cogeração. Foram simulados cinco estudos de casos que permitiram as seguintes conclusões:

No Estudo de Caso 1, onde foi analisada a sensibilidade à alteração na política de descontos estabelecida para a TUSD e TUST, considerando que se houver uma alteração na política de descontos estabelecida no artigo 26º da Lei nº 9.427, de 1996, alterando de 30MW para 50MW a potência instalada da UTE que possui descontos na tarifas de uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão, podem ter variações significativas na TIR de um projeto de cogeração. No Estudo de Caso 2, onde foi analisada sensibilidade à variação no custo da conexão aos sistemas de transmissão ou distribuição, mostrou-se que a conexão por meio das ICGs é uma das opções mais viáveis no Estado, mas só a opção de conexão não pode alterar significativamente a TIR de um projeto.

Do Estudo de Caso 3 onde foi analisada a sensibilidade à variação do Valor de Referência – VR pode-se concluir que, sem a alteração no artigo 36 do Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004, que determina o repasse dos custos de aquisição de energia elétrica pelos agentes de distribuição às tarifas de seus consumidores finais, a comercialização no mercado de Geração Distribuída não é estimulada face a importância desse tipo de geração para o sistema elétrico brasileiro.

As penalidades pela insuficiência de lastro, objeto do Estudo de Caso 4, podem alterar significativamente o retorno do investimento, dessa forma é importante para o gestor, a previsão correta da geração de excedentes de energia elétrica nos sistema de cogeração para não comprometer a viabilidade do projeto.

No Estudo de Caso 5 foi observado que as opções de investimento no mercado de Energia de Reserva e nos leilões do ACR ainda são as melhores do mercado, mas os preços praticados estão equiparados aos leilões A5 no ACR, com Taxa Interna de Retorno variando em torno de 16,5 %.

Na aplicação específica do simulador no Estado de Mato Grosso do Sul, a grande dificuldade é que parte da massa de dados está em formação porque as novas indústrias ainda estão se instalando e as alterações no sistema de transmissão estão em fase de licitação, assim, alguns custos foram previstos a partir das experiências de implantação de indústrias do setor sucroalcooleiro em São Paulo. Todavia, à medida que dados previstos forem substituídos por dados reais, mais próximo do real serão os resultados das simulações, dessa forma consideramos que o simulador SCG cumpriu os objetivos de identificar as influências dos aspectos regulatórios na tomada de decisão relacionada ao investimento na cogeração de energia elétrica no Estado de Mato Grosso do Sul.

7.1. Proposta de Trabalhos Futuros

Por meio do simulador SCG, é possível gerar uma grande massa de dados capaz de subsidiar processos de tomada de decisão através da obtenção de valores simulados. A saída do simulador SCG pode servir de entrada para outros sistemas de análises de decisão que usam técnicas de inteligência artificial para otimizar os resultados. Assim, a aplicação desse simulador como ferramenta integrada à ferramentas de análise de risco, que usam técnicas de inteligência artificial para otimizar resultados, é a nossa proposta para trabalhos futuros.

Referências Bibliográficas

- 1 SILVA, P. P.; Patrício, C. M. M. M.; Ortega, J. M., Advantages, Incentives and Obstacles to Cogeneration of Electric Power derived from Sugarcane Bagasse in the State of Mato Grosso do Sul, Book of Proceedings, Rio 6 – World Climate & Energy Event, pág. 2, 2006.
- 2 Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Acesso ao Banco de Dados da Geração, disponível no site www.aneel.com.br, acesso em 20/11/2009.
- 3 COELHO, S. T. Mecanismos para Implementação da Cogeração de Eletricidade a partir de Biomassa, Um Modelo para o Estado de São Paulo. (Tese de Doutorado). Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, pág. 106, 147, 192, 1999.
- 4 PELLEGRINI, M. C., Inserção de Centrais Cogeneradoras a Bagaço de Cana no Parque Energético do Estado de São Paulo: Exemplo de Aplicação de Metodologia para Análise dos Aspectos Locacionais e de Integração Energética. São Paulo, Dissertação (Mestrado, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia – EP, FEA, IEE, IF), Universidade de São Paulo, pág. 130-132, 2002.
- 5 PAULA, C. P., Geração Distribuída e Cogeração no Setor Elétrico: Avaliação Sistêmica de um Plano de Inserção Incentivada, Tese (Doutorado em Energia, Programa Interunidades de Pós-Graduação - EP, FEA, IEE, IF) - Universidade de São Paulo, São Paulo, pág. 191-194, 2004.
- 6 PALETTA, Carlos Eduardo Machado, As Implicações dos Aspectos Legais, Econômicos e Financeiros na Implementação de Projetos de Energia a partir de Biomassa no Brasil: Um estudo de Viabilidade, São Paulo, Dissertação (Mestrado, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia - EP, FEA, IEE, IF) - Universidade de São Paulo, 2004.
- 7 PISTORE, T. T; LORA, E. E. S., Avaliação Técnico-Econômica e Ambiental da Eletrificação das Moendas Visando o Acréscimo da Geração de Eletricidade

Excedente Durante a Cogeração com Biomassa na Indústria Sucroalcooleira, XVIII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, CURITIBA, 2005.

8 BORELLI, S. J. S., Método para Análise de Composição de Custo da Eletricidade Gerado por Usinas Termelétricas em Ciclo Combinado a Gás Natural, Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia – EP, FEA, IEE, IF) – Universidade de São Paulo, 2005.

9 PIERONI, F. P. Impacto das Mudanças no Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro nas Estratégias de Investimento em Autoprodução, Dissertação (Mestrado, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia - EP, FEA, IEE, IF) - Universidade de São Paulo, 2005.

10 FERRARI, J. T., Análise do panorama regulatório nacional visando à inserção das mini e microcentrais hidrelétricas no mercado de energia. Dissertação, Mestrado, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, pág. 119-120, 2006.

11 JANUÁRIO, A. C. V. O mercado de energia elétrica de fontes incentivadas: proposta para sua expansão e suas implicações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2007, Dissertação, Mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, pág 114-115, 2007.

12 ORTEGA, J. M., Gestão de Centrais Termelétricas a GN em Ambiente Competitivo: Uma Abordagem via Dinâmica de Sistemas, Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina), Florianópolis, 2001.

13 VOGSTAD, K. O. A System Dynamics Analysis of the Nordic Electricity Market: the Transition from Fossil Fuelled Toward a Renewable Supply within a Liberalized Electricity Market, Doctoral thesis for the degree Doktoringenior, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, pág. 60-61, 2004.

14 SZKLO A. S. et. all, A Polifonia da Reforma do Setor Energético, Revista Ciência Hoje, Vol. 33, nº 197, pg. 18, 2003.

-
- 15 SAUER, I. et. all, Um Novo Modelo para o Setor Elétrico Brasileiro, Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia, IEE/USP, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.
- 16 LANDI, M., Energia Elétrica e Políticas Públicas: A Experiência do Setor Elétrico Brasileiro no Período de 1934 a 2005 – São Paulo, Tese (Doutorado em Energia, Programa Interunidades de Pós-Graduação - EP, FEA, IEE, IF) - Universidade de São Paulo, 2006.
- 17 COGEN, Aplicação de Cogeração, disponível no site <http://www.cogensp.com.br>, 2007.
- 18 SILVA, F. S., Modelo de Formação de Preços para Serviço Ancilares de Reserva, Dissertação, Mestrado, Universidade de Brasília, Brasília, 2005.
- 19 EPE, Informe Técnico EPE-DEE-IT-003/2006-r0, Leilão de Compra de Energia de Novos Empreendimentos A-5 - Empreendimentos a Biomassa de Bagaço de Cana – Forma de Cálculos da GF, 2006.
- 20 INEE - Geração Distribuída e Conexão ao Sistema Elétrico, Proposta de Revisão da Resolução ANEEL 281/99, disponível no site www.inee.com.br, 2002.
- 21 EPE, Estudos para a Licitação da Expansão da Transmissão, Relatório EPE-DEE-RE-109/2008-r0, Planejamento da Expansão do Sistema de Transmissão – Estados do Mato Grosso do Sul e Goiás – Integração das Usinas a Biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas, 22 de Julho de 2008. Disponível em www.epe.gov.br.
- 22 ANEEL, Acesso aos Sistemas de Transmissão e Distribuição, Documento elaborado pelas Superintendências de Regulação dos Serviços de Transmissão - SRT e de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD, disponível no site www.aneel.gov.br, acesso em 14/03/2008.
- 23 FORRESTER, J. W., Industrial Dynamics, The MIT Press, Cambridge, Massachusetts, 1961.

-
- 24 SCHUCH, H. A., Elementos de Teoria dos Jogos, Jornalismo de Precisão, e Pensamento Sistêmico - Informação Jornalística como Suporte a Decisões, Sala de Prensa, Ano VI, Vol. 3, Outubro, 2004, disponível no site www.saladeprensa.org/art568.htm, acesso em 15/02/2009.
- 25 FORRESTER J. W. The beginning of System Dynamics, 1989. Banquet talk at the international meeting of the system dynamics Society Stuttgart Germany 13.07.89. Disponível [online 15.02.09]
http://arruda.rits.org.br/oeco/reading/oeco/reading/pdf/forrester_dynamo.pdf
- 26 ORTEGOSA, C. Z. et. all, Estudo de Viabilidade Econômico-Financeira na Utilização do Gás Natural em Instalações Prediais Residenciais, XXV Encontro Nacional de Engenharia de Produção, Porto Alegre, RS, 2005.
- 27 CRISTALDO, M. F. et. all, Análise Econômico Financeira da Utilização do Gás Natural em Sistema de Co-Geração Aplicados a Sistemas Prediais, Comerciais e Residenciais, II Seminário Internacional Reestruturação e Regulação do Setor Elétrico Brasileiro, GESEL, UFRJ, Rio de Janeiro, 2008.
- 28 MCLUCAS, A., A Systems Engineering Approach to Building the Systems Dynamics Modeling, 5.07.2005 Disponível [online 22.02.09]
<http://www.systemdynamicsapplications.com/simultech/SimultechDescribed.pdf>
- 29 Comissão de Bioenergia de São Paulo, Geração de Energia Elétrica a partir da Biomassa e do Biogás, Termo de Referência – TR8, São Paulo, 2007. Disponível no site <http://www.saneamento.sp.gov.br>
- 30 LAPONI, J. C., Matemática Financeira: redesenho organizacional para o crescimento e desempenho máximos, Elsevier, Rio de Janeiro, 2006.