



TIAGO HENRIQUE GONÇALVES

**OTIMIZAÇÃO DE PORTFÓLIO NA
COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA INCENTIVADA**

CAMPINAS

2013



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA CIVIL, ARQUITETURA E URBANISMO

TIAGO HENRIQUE GONÇALVES

OTIMIZAÇÃO DE PORTFÓLIO NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA INCENTIVADA

Orientador: Prof. Dr. Alberto Luiz Francato

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo da Universidade Estadual de Campinas para obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil, na área de Recursos Hídricos, Energéticos e Ambientais.

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA
DISSERTAÇÃO DEFENDIDA PELO ALUNO TIAGO HENRIQUE
GONÇALVES E ORIENTADO PELO PROF. DR. ALBERTO LUIZ
FRANCATO.

Assinatura do Orientador

CAMPINAS

2013

iii

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

Gonçalves, Tiago Henrique, 1979-
G586o Otimização de portfólio na comercialização de energia incentivada / Tiago Henrique Gonçalves. – Campinas, SP : [s.n.], 2013.

Orientador: Alberto Luiz Francato.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo.

1. Energia elétrica - Comercialização. 2. Balanço energético. 3. Desenvolvimento energético. 4. Desenvolvimento sustentável. I. Francato, Alberto Luiz, 1969-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Portfolio optimization in commercialization of encouraged energy

Palavras-chave em inglês:

Electric power - Marketing

Energy balance

Energy development

Sustainable development

Área de concentração: Recursos Hídricos, Energéticos e Ambientais

Titulação: Mestre em Engenharia Civil

Banca examinadora:

Alberto Luiz Francato [Orientador]

Carlos Alberto Mariotoni

Sérgio Valdir Bajay

Data de defesa: 17-12-2013

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Civil

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA CIVIL, ARQUITETURA E URBANISMO

OTIMIZAÇÃO DE PORTFÓLIO NA COMERCIALIZAÇÃO DE
ENERGIA INCENTIVADA

TIAGO HENRIQUE GONÇALVES

Dissertação de Mestrado aprovada pela Banca Examinadora, constituída por:



Prof. Dr. Alberto Luiz Francato
Presidente e Orientador – FEC/UNICAMP



Prof. Dr. Carlos Alberto Mariotoni
FEC/UNICAMP



Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay
FEM/UNICAMP

Campinas, 17 de Dezembro de 2013

RESUMO

A energia elétrica passou a ser um insumo indispensável à sociedade. Assim, todos os métodos de economia, otimização de custos, diversificação da matriz e estratégias de atendimento às questões regulatórias tornam-se opções que devem ser apresentadas, estudadas e viabilizadas.

O visível potencial de crescimento econômico faz com que a energia elétrica tenha papel crucial no crescimento do país e, principalmente, na situação em que cada vez mais consumidores vislumbram o ingresso no ambiente de livre contratação de energia. Esses consumidores procuram energia a fim de suprir suas necessidades e condições para seu suprimento ao menor custo possível.

Para suprir essa demanda algumas considerações quanto à comercialização de energia incentivada e à construção de um balanço energético (sobras e déficits) são apresentadas na forma de otimização do portfólio de contratos de compra e venda de energia elétrica, a fim de cumprir as regras vigentes e maximizar a receita dos agentes comercializadores desse tipo de fonte na visão atual de mercado. Contribui-se assim com a melhor forma de negociação da energia incentivada, oferecendo uma correta contratação em todos os meses, seja na safra ou na entressafra. Proporciona-se ao setor elétrico brasileiro uma visão sistêmica da comercialização de energia por parte do comercializador e da comercialização, especificamente da energia incentivada.

Palavras- Chave: Energia elétrica - comercialização, Balanço energético, Desenvolvimento energético, Desenvolvimento sustentável.

ABSTRACT

The Electric power has become a major necessity of the society. Thus, all methods of saving, cost optimization and diversification of strategies to meet regulatory issues become options to be presented, analyzed and make feasible.

The visible economic growth potential makes the electricity has crucial role in the growth of the country and especially in the situation where more and more consumers envision enrolling in free contracting environment energy. These consumers seek power in order to meet their needs and conditions for supply at the lowest possible cost.

To supply this demand some considerations regarding the sale of energy and encouraged the construction of an energy balance (surpluses and deficits) are presented in the form of optimization of the portfolio of contracts of purchase and sale of electricity in order to comply with the existing rules and maximize financial margins from supplier agents of this kind of source in the current view of the market. Thus contributing to the best way of trading energy encouraged, wishing the correct hiring every month, whether in season or out of season. Providing the Brazilian electric sector a systemic view of commercialization, specifically of energy encouraged.

Keywords: Commercialization, Brazil's Energy Market, Portfolio Optimization, Encouraged Energy.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 MOTIVAÇÃO.....	1
1.2 OBJETIVO.....	3
1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	5
2 REVISÃO E INFORMAÇÕES SOBRE O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO – SEB.....	7
2.1 EVOLUÇÃO DA ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO – SEB.....	7
2.2 AGENTES NO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA.....	10
2.3 AGENTES REGULADORES E/OU DELIBERATIVOS.....	13
2.4 OS MODELOS DE OTIMIZAÇÃO DO SISTEMA E FORMAÇÃO DE PREÇO.....	16
2.4.1 A FORMAÇÃO DO PREÇO E O ENCONTRO ENTRE O PLD E O CMO.....	16
2.4.2 A VARIABILIDADE DO PLD.....	17
2.4.3 A IMPORTÂNCIA DA PRECIFICAÇÃO E COERÊNCIA NOS PREÇOS DE CURTO PRAZO.....	18
2.5 A CLASSIFICAÇÃO DOS AGENTES VINCULADOS À GERAÇÃO PARA A COMERCIALIZAÇÃO DA ENERGIA INCENTIVADA OU ESPECIAL.....	18
3 A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA.....	33
3.1 A COMERCIALIZAÇÃO DA ENERGIA INCENTIVADA, OU ENERGIA INCENTIVADA ESPECIAL	34
3.2 OS TRÊS PILARES DA GERAÇÃO DE ENERGIA INCENTIVADA.....	35
3.3 A TARIFA DO USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO – TUSD E TARIFA DE USO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO – TUST E SUAS CONSEQUÊNCIAS NA COMERCIALIZAÇÃO	36
3.4 OS RISCOS DE MERCADO NA COMERCIALIZAÇÃO NOS AMBIENTES REGULADO E LIVRE	38
3.5 PERÍODOS DE COMERCIALIZAÇÃO.....	39
3.6 OS CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA.....	40
3.7 POSSÍVEIS IMPACTOS NA MARGEM DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA INCENTIVADA	42
3.7.1 PENALIDADES DE ENERGIA.....	42
3.7.2 PENALIDADE POR INSUFICIÊNCIA NO LASTRO DE ENERGIA.....	42
3.7.3 QUANTO AOS VALORES APLICADOS A QUANTIDADE INSUFICIENTE AO LASTRO DE ENERGIA	46
3.7.4 PENALIDADE POR INSUFICIÊNCIA DE POTÊNCIA.....	46
3.7.5 INDENIZAÇÃO POR INSUFICIÊNCIA DE DESCONTO.....	47
3.7.6 DESPESAS POR DÉFICITS.....	49
3.7.7 DESPESAS POR RATEIO DA INADIMPLÊNCIA (NÃO GERENCIÁVEL).....	51
4 METODOLOGIA.....	53
5 ANÁLISE DE CASOS E DADOS.....	59
6 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	63
7 CONCLUSÕES, CONTRIBUIÇÕES E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS.....	65

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	67
9 APÊNDICE.....	71

DEDICATÓRIA

Gostaria de dedicar esta obra à minha família, pais, irmãs e esposa. Agradeço-lhes o carinho, incentivo, amor, doação e dedicação.

AGRADECIMENTOS

Destaco primeiramente que esta dissertação é fruto de um esforço conjunto de muitas pessoas. Especialmente, sou muito grato ao meu orientador prof. Dr. Alberto Luiz Francato que, além de ser incentivador responsável por esta minha formação acadêmica e de tantos outros, também sempre demonstrou, profissional e pessoalmente, paciência, compreensão e amizade.

Um muito obrigado aos amigos, especialmente aos que fizeram a gestão de minhas atividades profissionais, que através de suporte e incentivo a este projeto serei eternamente grato. Particularmente, tenho uma admiração para com o Sr. Fabio Rogério Zanfelize e Sr. Rogério de Almeida, que confiaram sempre em mim e proporcionaram-me oportunidades no setor elétrico brasileiro.

Agradeço também a Sra. Liliana de Mattos Venegas Brittes e aos Srs. André Luiz Preite Cruz, Luiz Américo Gonçalves, Celso Eduardo Ramos Campo Dall'Orto e Alecsandri de Almeida Souza Dias quanto a amizade, boa vontade, paciência e os ensinamentos que agregaram muito em meus projetos.

Não menos importantes, gostaria de agradecer aos professores participantes da banca examinadora, a atenção, disponibilidade e profissionalismo que resultaram em diversas sugestões construtivas, essenciais para que a versão final do trabalho enquadrasse-se nos requerimentos de qualidade exigidos pelo mercado acadêmico e profissional.

EPÍGRAFE

“Não há conhecimento que não tenha valor”.

Edmund Burke

“A noite sucede à luz, mas o mal não prevalece sobre a sabedoria”.

Sabedoria-Sb 7, 11-30

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Subdivisões do Sistema Interligado Nacional.....	9
Figura 2.2: Estrutura do SEB.....	13
Figura 2.3: Capacidade instalada do SIN por característica da fonte, capacidade total de 119.696 Megawatts em 20 de Novembro de 2012. Gráfico de elaboração própria a partir de dados capturados do website da ANEEL.....	19
Figura 2.4: Abertura em percentual da capacidade instalada da energia do SIN proveniente de fonte térmica em 20 de Novembro de 2012. Gráfico de elaboração própria a partir de dados capturados do website da ANEEL na mesma data.....	20
Figura 2.5: Abertura em percentual da capacidade instalada da energia proveniente de fontes incentivadas. Gráfico de elaboração própria a partir de dados capturados do website da ANEEL em 20 de Novembro de 2012.....	21
Figura 2.6: Layout padrão das PCHs.....	23
Figura 2.7: Capacidade instalada mundial por aerogeradores, em GW, em 2011.....	25
Figura 2.8: Descrição do layout padrão dos aerogeradores.....	26
Figura 2.9: Layout padrão de uma UTE a biomassa.....	32
Figura 3.1: Ilustração sobre a liquidação horária.....	39
Figura 3.2: Exemplo de sazonalidade.....	40
Figura 3.3: Exemplo de modulação horária.....	41
Figura 3.4: Posição mensal de sobras e déficits.....	43
Figura 3.5: Posição mensal de sobras e déficits, com os dados de média móvel.....	44
Figura 3.6: Número de horas utilizadas para os cálculos em anos com números de horas diferentes, exemplo elaborado a partir dos dados disponibilizados no site da CCEE em 21 de Novembro de 2012.....	45
Figura 3.7: Exemplo de liquidação horária frente ao PLD.....	51
Figura 4.1: Descrição da abertura dos dados, ano (a) e mês (t).....	55
Figura 5.1: Caso Base, exposições na entre Novembro e Março, insuficiência no desconto repassado e margem bruta considerando estas exposições em torno de R\$ 3.020.000,00.....	60
Figura 5.2: Caso otimizado, atendendo todas as restrições, a margem bruta passaria a novos valores de R\$ 2.123.626,06 (redução de R\$ 896.373,94).....	60
Figura 6.1: Cenário 1 , atendida todas as restrições, a margem bruta passaria a novos valores	

de R\$ 566.956,18.....	63
Figura 6.2: Cenário 2 , atendida todas as restrições, a margem bruta passaria a novos valores de R\$ 2.064.226,03 (próxima à situação original otimizada).....	63
Figura 6.3: Cenário 3 , atendida novamente todas as restrições, a margem bruta passaria a novos valores de R\$ 1.577.836,17.....	64

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Preço médio dos Leilões públicos de Energia para os geradores eólicos.....	26
Tabela 3.1: Abertura de portfólio de contratos com valores na tabela partidos de simulação aleatória com dados em MWh com destaque para as exposições apresentadas, chamadas apenas de sobras ou déficits.....	48
Tabela 3.2: Divulgação dos preços das semanas operativas.....	50
Tabela 3.3: Resultado da liquidação financeira horária.....	51
Tabela 4.1: Itens necessários para a construção do BE e aferição das regras de comercialização, exemplo em comercialização de energia com 50% de desconto TUSD/TUST.....	54

LISTA DE SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre
ACR – Ambiente de Contratação Regulada
ANEE – Agência Nacional de Energia Elétrica
AP – Autoprodutores
BE – Balanço Energético
BIG – Banco de Informação de Geração
CAR – Curva de Aversão ao Risco
CCEAL – Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre
CCEAR – Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE – Câmara de Comercialização de energia elétrica
CDE – Conta de Desenvolvimento Energético
CGE/EOL – Central Geradora Eolielétrica
CGH – Central Geradora Hidrelétrica
CGSF/SOL – Central Geradora Solar Fotovoltaica
CMO – Custo Marginal da Operação
CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE – Conselho Nacional de Política Energética
CNPJ – Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
CO₂ – Dióxido de Carbono
CP – Curto Prazo
CSPG – Concessionários de Serviço Público de Geração
CVaR – Valor Condicionado a um Dado Risco
DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S. A.
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
FS – First Solar
GTD – Geração, Transmissão e Distribuição
LINGO – Optimization Modeling Software for Linear, Nonlinear, and Integer Programming
MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica

MCP – Mercado de Curto Prazo
MCSDs – Mecanismos de Compensação de Sobras ou Déficits
MME – Ministério de Minas e Energia
MP – Medida provisória
N – Norte
NE – Nordeste
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH – Pequena Central Hidrelétrica
PIE – Produtores Independentes de Energia Elétrica
RE SEB – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
S – Sul
SE/CO – Sudeste/Centro–Oeste
SEB – Setor Elétrico Brasileiro
SIN – Sistema Interligado Nacional
TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UHE – Usina Hidrelétrica de Energia
UTE – Usina Termelétrica de Energia
VBA – Visual Basic for Application
WWEA – World Wind Energy Association
WWF – World Wide Fund for Nature

LISTA DE SÍMBOLOS

GW = Gigawatts

kW = Quilowatt

Km² = Quilômetros quadrados

MW = Megawatt

MWh = Megawatt hora

R\$/MWh = Reais por Megawatt hora

V = Voltagem

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

A energia renovável, alternativa ou incentivada foi assim caracterizada para estimular investimentos em certas fontes de energia e tornar as usinas produtoras competitivas no mercado nacional que é de predominância hidráulica. A Resolução Normativa nº 247, de 21 de dezembro de 2006, estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 quilowatts – kW, no âmbito do Sistema Interligado Nacional – SIN. Esses geradores possuem incentivos repassados aos seus compradores para tornarem-se competitivos no preço pago pela energia.

A aplicação de desconto nos pagamentos efetuados pelos geradores e seus compradores associados à tarifa fio são denominados: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD e Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST. Esse desconto pode ser de 0% a 100% dessa tarifa, o que torna essa energia atrativa a diversos nichos do mercado. CASTRO (2004) destaca que mercado é o lugar onde se realizam compras e vendas e que hoje, em nossa nova civilização moderna, adotou-se e acostumou-se com a ideia de que não existe um lugar definido para a compra e venda de energia.

As fontes de geração de energia incentivada são aquelas provenientes de Pequenas Centrais Hidroelétricas (Produtor Independente de Energia e Autoprodutor com potência instalada entre 1.000 kW e 30.000 kW) e empreendimentos com potência instalada até 1.000 kW.

Dentre os demais empreendimentos produtores de energia incentivada, caracterizam-se aqueles provenientes de fonte solar, eólica ou biomassa de potência injetada na linha de distribuição e/ou transmissão até 30.000 kW.

Os clientes ou consumidores livres que podem ser atendidos por esse produto são comumente chamados de consumidores especiais que, através de legislação específica, enquadram-se no acesso a esse mercado. Como em todos os setores da economia, os intermediadores ou facilitadores fazem-se presentes, para isso existe o comercializador de energia. Esse comercializador age em diversas frentes, pois tenta compor recursos através de

contratos com geradores ou outros agentes de mercado para gerar margem de negociação, ao visar à liquidação desta energia adquirida ao melhor preço e no maior tempo possível.

A comercialização de energia incentivada, como de outras fontes, participa de um mercado possuidor de regras que viabilizam e tornam sustentável o sistema, as quais devem ser cumpridas para que um comercializador não sofra penalidades na forma financeira aplicadas pelo legislador (por descumprir regras de mercado). Algumas regras são específicas na comercialização de energia incentivada com o intuito de manter o mercado sobre contratado, através da verificação de lastro em períodos mensais, também na forma de impor redução do desconto na TUSD/TUST.

A redução do desconto será aplicada ao agente que adquiriu energia elétrica de fonte convencional, diferente do comercializado originalmente, para honrar seus contratos. Assim, esse agente reduz o seu percentual de desconto concedido pelos órgãos responsáveis. Exatamente, a redução do desconto acontece quando a energia incentivada é repassada de um vendedor para um comprador pelo agente que não conseguiu adquirir energia de um vendedor/gerador/comercializador que cumpra sua obrigação. Essa obrigação, para o gerador, que em um período médio construído em doze meses, sua geração seja igual ou inferior às suas vendas. Caso as vendas desse gerador sejam maiores que a sua geração (em uma média construída em doze meses), as diferenças devem ser completadas com energia de mesma fonte para garantir o desconto originalmente concedido. Para garantir o desconto originalmente recebido em suas vendas, o gerador ainda tem a chance de completar as diferenças entre as vendas e sua geração com a energia convencional, desde que ela não ultrapasse 49% do total de vendas nos últimos doze meses. Essa energia complementar, acima dos 49%, pode causar o efeito cascata de perda de desconto a terceiros que repassam essa energia, pois, em uma cadeia de compradores e vendedores que um deles possui em seu portfólio um agente com seu desconto reduzido, suas vendas passarão a sofrer esse impacto.

Existe também a questão de que o agente complete essa diferença, entre gerada e vendida, através de compra no mercado na forma de energia incentivada com desconto superior ao concedido originalmente. Pouco usual no mercado, essa questão estende-se ao fato de que quanto maior o desconto na TUD/TUST, maior o preço dessa energia.

A redução do desconto na TUSD/TUST sofrida pelo comprador, indicada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE deverá ser objeto de indenização ao consumidor, ou a outro agente envolvido no processo.

Para evitar a penalidade de lastro e conseguir repassar o desconto concedido em

contrato, a comercializadora deve/pode realizar compras no curto, médio e longo prazo a um custo de mercado e em conformidade com a disponibilidade dos geradores. A disponibilidade do mercado está diretamente ligada ao período de geração em que estão envolvidos esses agentes como, por exemplo, durante a safra da cana-de-açúcar em que existe a produção de energia vinculada aos resíduos de biomassa produzidos. Essa disponibilidade do mercado influencia diretamente os preços através da liquidez, salvo situações em que esse ambiente passa por momentos de transição regulatória (novas regras) e/ou quando a base do preço de liquidação já é alta.

Frente à necessidade de maximizar a receita e a margem de comercialização, alguns fatores merecem atenção:

- A visualização de um cenário de compra e venda futura, com posições de liquidação, novos preços, novos contratos, controle de sobras e déficits que serão de vital importância para a sobrevivência do comercializador no mercado e geração de valor ao negócio.
- O desejo de manter uma sobre-contratação, ou uma meta de lastro no final do período desejado, chamado de “*Hedging*”, que é o processo de proteção de valor quanto às flutuações do mercado. (DUKE ENERGY TRADING BRASIL, 2002)
Para garantir o cumprimento das regras em períodos conhecidos de escassez e garantir que as cláusulas contratuais sejam respeitadas, ou seja, que o produto adquirido seja entregue.

Para que as decisões descritas anteriormente sejam tomadas da melhor maneira possível, se faz necessário o conhecimento das regras do setor elétrico brasileiro em todas as suas abrangências. Da geração à comercialização essas regras regem o bom funcionamento de mercado, instruem e resolvem todas as adversidades enfrentadas pelos agentes.

1.2 OBJETIVO

Este trabalho tem como objetivo identificar as regras para a comercialização de energia incentivada e os elementos constituintes do setor elétrico brasileiro, a fim de criar um modelo matemático para a contratação mensal de energia incentivada. O modelo visa contribuir com uma contratação ou descontração segura e eficaz para toda e qualquer

empresa comercializadora de energia incentivada, trazendo benefícios diretos ligados à maximização da margem financeira através de mitigação de todo ou qualquer efeito que venha a onerar o comercializador.

Dentre os efeitos impactantes no processo de comercialização dessa energia destacam-se as simulações de cenários e a consequência nos resultados frente à legislação específica que aqui é apresentada. Essas simulações são inovações muito bem vistas pelas empresas.

O papel dos agentes de regulação e uma visão do setor elétrico também são apresentados, passando pelas diversas fontes de geração que caracterizam o portfólio de um comercializador de energia incentivada, o que torna este trabalho abrangente em termos de construção de um balanço energético de uma empresa.

Assim, a fim de sistematizar a contratação de energia com uma visão realista de um cenário de possível contratação em que se depara com a necessidade de cumprir as regras vigentes, observando a necessidade contra a disponibilidade, riscos e cláusulas contratuais sem diminuir a rentabilidade.

Uma visão geral dos impactos financeiros como receitas e despesas com contratos, receitas e despesas com posições adotadas e a composição de preço de curto prazo são apresentadas, desconsidera-se sempre os aspectos taxativos de impostos e rateios de encargos que envolvem o sistema de tributação brasileiro.

O trabalho traz para o setor elétrico brasileiro a visão correta da comercialização de energia incentivada ao garantir o desconto da fonte adquirida à contraparte e acompanha a experiência brasileira nessa tentativa de viabilizar e diversificar a matriz brasileira de fontes alternativas de energia, focando bastante na regulação (leis e resoluções normativas) que tratam da comercialização, em especial de fontes incentivadas.

O modelo de otimização utiliza-se “*solvers*” (programas para otimização como o incluso no Microsoft Excel e o LINGO) que maximizam as margens financeiras de comercialização e tenha tais utilidades e funcionalidades:

- Definir a mínima necessidade de compra mensal de lastro de Energia Incentivada com 50% de desconto na TUSD/TUST para evitar a perda/redução do desconto, o qual, conseqüentemente, ocasionaria uma redução do repasse do desconto aos contratos atendidos por esse tipo de energia. Esse é o exemplo mais comum de fonte utilizada, porém o modelo possibilitará a abertura para qualquer tipo de desconto e volume.

- Definir a mínima necessidade de compra mensal para recompor o lastro de Energia Incentivada com 50% com o propósito de evitar a penalidade aplicada pelo agente contabilizador do sistema por motivo de insuficiência de lastro.

As variáveis de decisão do modelo são a quantidades de energia que deverão ser adquiridas no mercado de curto prazo ao $PLD + Spread$ (no caso, o exemplo utilizado é um acréscimo definido, no estudo de caso, que acrescenta Reais por MWh – R\$/MWh, aplicado sobre uma curva qualquer de PLD). A contratação deve, necessariamente, fechar o desconto mensal em 50% para todos os meses (restrição).

No estudo de casos pode-se deparar com situações em que o modelo indique vendas (contratação negativa) para maximizar a margem bruta. Evitam-se essas situações definindo a condição de mínima contratação, que é zero, impossibilitando essas vendas pela incerteza do cenário futuro e para que haja liquidação de sobras. São adotadas também algumas premissas de liquidez de mercado, disponibilidade de energia para contratação mensal.

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

A dissertação é dividida da seguinte forma.

No capítulo 2 são apresentadas a evolução da estrutura e as especificidades do Setor Elétrico Brasileiro – SEB. São discutidas questões como a classificação dos agentes e dos órgãos reguladores que compõem o SEB, baseado na legislação atual, passando pela forma de otimização centralizada e pelas especificidades na formação e do preço da energia no mercado brasileiro. Ainda nesse capítulo é discutida, voltada à característica do trabalho, a geração por fontes alternativas com características vinculadas à comercialização da energia incentivada.

O início do capítulo 3 trata da comercialização da energia e da classificação perante a lei da energia incentivada, abordando as tarifas de uso do sistema, riscos de mercado e algumas abordagens que compõem os contratos bilaterais. Finaliza-se esse capítulo com uma discussão sobre os possíveis impactos financeiros na margem (receita e despesa) de uma comercializadora dessa fonte.

As questões relacionadas à metodologia proposta na dissertação são abordadas no capítulo 4. Características, objetivos e insumos necessários para a construção do modelo computacional e matemático para a otimização da contratação de energia incentivada,

voltados exclusivamente às características de uma comercializadora dessa fonte, com a formulação matemática completa-se o requisito do projeto.

O capítulo 5 refere-se à apresentação de dados e contém a aplicação da metodologia descrita no capítulo 4 para três cenários de comercialização, os quais alteram as características do portfólio, pois se alteram as questões de disponibilidade, desconto adquirido e a necessidade de lastro que tanto impactam nos resultados de uma comercializadora.

No capítulo 6 todas as análises dos resultados das simulações propostas no capítulo 5 são apresentadas, com base na alteração de em um mesmo cenário em comum. As alterações visam à aferição da margem bruta financeira em cada um dos cenários para que seja possível a comparação de resultados.

Conclusões, contribuições e sugestões para trabalhos futuros são tratadas e discutidas no capítulo 7. Com base nos resultados obtidos pelo modelo no capítulo 6, notam-se fortes evidências para acreditar que os modelos incorporam as principais características esperadas em avaliações aplicáveis à comercialização de energia incentivada do mercado brasileiro. No entanto, são feitas ressalvas quanto à valoração de penalidades e indenizações supostamente sofridas. Nota-se também a importância da realização do processo de avaliação do cenário proposto na dissertação tanto para a validação das premissas de entrada dos modelos, quanto para o direcionamento de estratégia de comercialização (subcontratado ou sobre contratado em períodos de safra e entressafra, considera-se que muitas vezes que a cogeração da região Sudeste tem início em Abril e término em Outubro). Finaliza-se o capítulo com algumas sugestões de melhorias nos modelos que poderiam ser criadas para tornar os mesmos mais aderentes aos processos.

Para o apêndice, consta a linguagem utilizada na otimização através do LINGO, para o caso base e com os dados disponíveis em planilha (Microsoft Excel 2010). Também no apêndice, a visualização dos resultados obtidos por este software.

2 REVISÃO E INFORMAÇÕES SOBRE O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO – SEB

2.1 EVOLUÇÃO DA ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO – SEB

A primeira modelagem do Setor Elétrico Brasileiro – SEB iniciou-se com a Lei número 5.655, de 1971, que estabeleceu as tarifas de energia elétrica que cobririam os custos da Geração, Transmissão e Distribuição – GTD e ainda garantiriam uma remuneração justa ao final do período. (CCEE, 2011)

Muitas empresas possuíam despesas maiores que as receitas, mesmo com a tentativa de obter tarifas mais adequadas. Assim, em 1974, a Lei 1.383, assinada pelo presidente Ernesto Geisel, determinou que a Centrais Elétricas Brasileiras S. A. – ELETROBRÁS gerisse os lucros aferidos pelos agentes e que esses deveriam ser redistribuídos com as empresas com balanços negativos, segundo:

“A conta de Reserva Global de Garantia proverá recursos para a garantia do equilíbrio econômico e financeiro das concessões, sendo movimentada pela ELETROBRÁS, sob expressa determinação do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE.”

As estatais que foram predominantes até 1995 abrangiam geração, transmissão e distribuição – GTD e viabilizavam a expansão do sistema através de recursos e financiamentos públicos. Assim, o mercado era regulado pelo governo, com todas as tarifas reguladas e sem competição.

Sem investimentos, com enorme pressão na demanda e sucateamento dos ativos o governo trata de publicar a lei número 8.631 de 1993, assinada pelo Presidente da República (Itamar Franco), que extinguiu a igualdade tarifária, remuneração financeira garantida no Setor Elétrico Brasileiro – SEB e criou contratos de suprimento para as distribuidoras.

Quando a Lei 9.074 de 1995 foi promulgada, definiu-se o objeto das concessões e permissões atraindo a sociedade e a iniciativa privada através da oportunidade de comercializar energia. Também foi criada a figura do consumidor livre (que pode exercer livre opção de compra de energia elétrica para seu suprimento) frente à única figura anteriormente definida como consumidor cativo (que tem seu suprimento garantido, de

responsabilidade da concessionária local, e possui tarifas estabelecidas em ambiente regulado, determinado pela Agencia Nacional de Energia Elétrica – ANEEL).

Em 1996 houve um trabalho implantado e coordenado pelo Ministério de Minas e Energia – MME, com participação de corpos técnicos e científicos brasileiros e da consultoria inglesa de nome “Coopers & Lybrand”. Foi chamado de Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RE SEB. Definiram-se pontos prioritários, como a desverticalização (separação de empresas: geração, transmissão e distribuição para que haja relações contratuais e fiscais entre elas) e incentivo à comercialização. Manteve-se a distribuição e a transmissão como monopólios naturais (que atenda o mercado a um menor custo) regulados pelo governo federal.

O projeto ainda teve como resultado a indicação para a criação de um órgão regulador, a ANEEL, de um operador para o sistema, denominado Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, além de um ambiente comercial e contábil, denominado Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE (hoje denominada Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE). Essas entidades foram criadas, respectivamente, pelas Leis 9.427, de 1996 e 9.648, de 1998 e pelos Decretos 2.335, de 1997, 2.655, de 1998 e da resolução 351 da ANEEL, de 1998.

No início da década passada, após um grande período de estiagem e mau planejamento, houve a necessidade de elaboração de um plano de racionamento de energia elétrica nas regiões Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Nesse período a capacidade de geração não foi suficientemente grande para absorver, ao mesmo tempo, a evolução da demanda nos horários de pico de consumo e as flutuações na afluência, fatores que não eram percebidos em períodos de farta afluência, segundo FELIZATTI (2008). Mais precisamente em junho de 2001, o governo federal implantou um programa de racionamento para evitar a sub-oferta de energia elétrica em grande parte do território nacional. Foi determinada a redução de 20% no consumo para evitar o total esvaziamento dos reservatórios nacionais. Verificou-se o maior racionamento de energia elétrica da história do país. O episódio foi provocado não apenas por condições hidrológicas bastante desfavoráveis nas regiões Sudeste e Nordeste, mas também pela insuficiência de investimentos e deficiência na infraestrutura da geração e transmissão. Essa situação durou até meados de fevereiro de 2002.

A Figura 2.1 apresenta as áreas de mercado para as quais a CCEE estabelece preços diferenciados e cujas fronteiras são definidas em função da presença e duração de restrições relevantes de transmissão. As divisões da Figura 2.1 contemplam os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO): Regiões Sudeste e Centro-Oeste, Acre e Rondônia; Subsistema Sul (S): Região Sul; Subsistema Nordeste (NE): Região Nordeste, exceto o Maranhão; Subsistema Norte (N): Pará, Tocantins e Maranhão.



Figura 2.1: Subdivisões do Sistema Interligado Nacional.

No ano de 2004 o decreto 5.163 regulamenta basicamente o novo modelo do setor elétrico com ajustes nas regras anteriores, regulamentando o Ambiente de Contratação Regulada – ACR, Ambiente de Contratação Livre – ACL e delegando à Empresa de Pesquisa Energética – EPE (criada pela lei 10.847 de 2004) toda a função de avaliação constante de segurança do suprimento de energia elétrica aos consumidores do país no curto, médio e longo prazos.

Além da EPE, no mesmo período também foram criados e/ou redesenhados o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, respectivamente. A CCEE veio substituir o MAE, responsável principalmente pela contabilização da energia comercializada no país e outras atribuições

(como a contabilização por submercado demonstrado na Figura 2.1) determinadas pelo MME e pela ANEEL, tais como a realização de leilões de energia para o atendimento do ACR pelo critério de menor tarifa.

2.2 AGENTES NO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

Para definir regras e organizar o mercado e, conseqüentemente, a desverticalização, ordenou-se da seguinte forma o papel das empresas, visto pela CCEE (2011):

- Agentes de geração: classificados em Concessionários de Serviço Público de Geração – CSPG, Produtores Independentes de Energia Elétrica – PIE e Autoprodutores – AP. Todos os agentes de geração de energia elétrica - não importa a fonte - possuem autorização para comercialização no ACR e no ACL e direito ao livre acesso ao sistema de distribuição e transmissão.
- Agentes de transmissão: responsáveis por operacionalizar as linhas de transmissão existentes no país. A construção de novas linhas necessárias ao país é objeto dos leilões, que prioriza o menor custo de construção e manutenção, visando sempre à disponibilidade para uso.
- Agentes de distribuição: exercem a atividade de suprimento direto aos consumidores cativos (serviços de operação e manutenção na rede). Suas tarifas são reguladas e até são participantes diretas no ACR como contratante de energia nos leilões e possuem remuneração definida pelo regulador, de acordo com sua eficiência.
- Agentes de comercialização: classificados basicamente entre comercializadores de energia convencional e de energia incentivada. Fazem a intermediação entre vendedores e compradores, realizam contratos bilaterais de energia elétrica, atuam no ACL e também no ACR, através de leilões.
- Agentes de importação: são aqueles que possuem autorização do poder concedente para atendimento da demanda do mercado interno.
- Agentes de exportação: Aqueles que possuem autorização do poder concedente para atendimento da demanda do mercado externo, usualmente países que fazem fronteira com o Brasil.

- Agentes de consumo livre: se enquadram nessa categoria aqueles que são apenas consumidores e que podem escolher livremente seus fornecedores (comercializadores ou diretamente com geradores), desde que atendam à legislação vigente quanto à demanda, conexão, prazos de denúncia (saída do mercado cativo para o ambiente livre) e ligação, sem limites geográficos.

Existe na legislação atual a necessidade de uma sinalização das distribuidoras e o planejamento do uso elétrico. Segundo ZANFELICE (2007), é de responsabilidade das distribuidoras informar suas necessidades para atendimento total de seus requisitos para o governo homologar as quantidades de energia a serem licitadas. Com isso, os clientes cativos vinculados ao agente local de distribuição (consumidores atendidos apenas e obrigatoriamente pelo distribuidor proprietário da concessão local) deverão comunicar formal ou contratualmente a sua opção de saída para o mercado de livre contratação de energia. Assim, da mesma forma, é necessária a comunicação formal de retorno ao atendimento pela distribuidora local, quando oportuno e de interesse do consumidor ao mercado cativo. O prazo legal é de, no mínimo, cinco anos ou inferior, desde que seja acordado entre as partes ou de igual isonomia a todos os consumidores. Caso o consumidor livre caracterize-se pela compra de energia incentivada/alternativa (exclusivamente nessas condições), ele poderia retornar à condição de cativo em um período inferior a cinco anos, cento e oitenta dias precisamente. Porém, com a MP – Medida Provisória número 579, de 11/09/2012, esse consumidor teve seu prazo de comunicação de retorno ao cativo igualado ao consumidor de outras fontes, ou seja, também de cinco anos. Mais tarde, a Lei 12.783, de 11/01/2013, regulamentou o prazo anteriormente descrito.

Toda essa questão de migração e retorno formal faz-se necessária para que se mitigue a exposição (muitos déficits de energia) das distribuidoras e não atrapalhe seu planejamento de expansão.

É necessário destacar que, a partir de 1998, segundo a Lei 9.427 de 1998, houve a flexibilização para o atendimento à necessidade de consumo de clientes com demandas inferiores a 500 kW, chamados agora de consumidor livre especial. Com essa abrangência, abriu-se o mercado para energia proveniente de empreendimentos geradores de fontes alternativas, chamada energia incentivada, a qual os referidos consumidores devem obrigatoriamente ser supridos por essas fontes de energia. Esses consumidores devem ter seu requisito plenamente atendido por contratos livremente negociados, caso não haja plenitude

no atendimento à sua carga após a migração ao ACL, em um período definido pela legislação vigente. Esse agente estará sujeito a penalidades podendo até ser excluído do ambiente de contratação de energia.

Três pilares regem o bom funcionamento do SEB como modelo:

- Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
- Promover a modicidade tarifária;
- Promover a inserção social no SEB, através dos programas de atendimento universal.

Para que esses pilares se sustentem no longo prazo, foram criadas diversas regras que visam garantir o funcionamento correto e coerente do SEB. Regras como a contratação correta dos agentes de distribuição e de consumo que objetivam o atendimento de 100% de suas cargas através de assertividade de suas demandas, sinalizando requisito do sistema, acompanhamento e prospecção contínua do mercado, conseqüentemente, estudos de disponibilidade de energéticos na matriz para atendimento da carga do sistema como um todo.

Para os agentes de geração, a monitoração e fiscalização periódicas de sua produção de energia são necessárias para evitar o chamado “*gaming*”, para que, dentro das regras definidas, não se percam nos fundamentos de sazonalidade (possibilidade de sazonalizar a garantia física das usinas maior que a geração verificada). Dentro dos períodos úmidos e secos de cada ano, é possível também aproveitar os preços diferenciados na energia.

Quanto à inserção social, o acesso ao serviço de eletricidade é feito também através de vários programas sociais (Programa Luz para Todos, Tarifa Social de Energia, etc.). Esses programas são destinados exclusivamente à inclusão da comunidade rural e de baixa renda a esses serviços, lembrando que, o custo para levar o acesso é rateado pelos consumidores ou pelos recursos existentes para a utilização da chamada Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, entre outros recursos, em todo o território nacional.

2.3 AGENTES REGULADORES E/OU DELIBERATIVOS

A descrição das instituições reguladoras do SEB é baseada no atual cenário regulatório e, como descreve TOLMASQUIM (2011), muito mais atuante e estruturada definitivamente, pouco após o cenário de racionamento.



Figura 2.2: Estrutura do SEB.

A Figura 2.2 foi adaptada do documento intitulado: Visão geral das operações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, edição de 2011 (CCEE, 2011), seus componentes são:

- Conselho Nacional de Política Energética – CNPE: Criado pela Lei 9.478, de 1997 é também conhecido simplesmente por CNPE; é o órgão com ligação direta à Presidência da República. Esse Conselho é responsável pelos estudos e propostas de políticas públicas que visam o atendimento da demanda de todo o país (inclusive às regiões de difícil acesso). Também partem desse Conselho a diversificação da matriz energética brasileira, critérios, e políticas energéticas.

- Ministério de Minas e Energia – MME: Como todos os ministérios, é uma repartição superior de administração pública, sob direção de um membro do governo que conduz as políticas energéticas voltadas ao território nacional, conforme definidas pelo CNPE. Fazem parte de suas atribuições o planejamento, a garantia de segurança de suprimento e a monitoração das atividades necessárias também ao suprimento, juntamente com planos e ações preventivas para a restauração do sistema frente a um desequilíbrio entre recurso e requisito ou, oferta e demanda.
- Empresa de Pesquisa Energética – EPE: Atua como um braço do MME, auxilia e gerencia estudos e pesquisas nas áreas de planejamento e viabilidade de novos projetos. Existem alguns documentos balizadores e indicadores no setor elétrico produzidos pela EPE como, por exemplo, a elaboração da projeção futura da matriz energética brasileira. Esses documentos contêm a elaboração da expansão da matriz brasileira para o atendimento da demanda e toda a estrutura envolvida, tais como: geração, transmissão, controle ambiental, viabilidade técnica e estruturante (grandes obras e de vital importância para o setor).
- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE: Outro braço do MME, não tão exposto como a EPE, mas também de grande importância. Sob a tutela direta do MME, esse comitê acompanha e avalia, constantemente, a continuidade do suprimento. Após a identificação de inconformidades, é necessária a elaboração de propostas, que são realizadas frequentemente pelo CMSE.
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL: Conhecida como órgão regulador, tem como principal função a fiscalização do cumprimento das regras vigentes para os geradores, transmissão, distribuição e comercialização. A fiscalização tem o enfoque de: zelar pela qualidade/continuidade do suprimento, estabelecer tarifas coerentes, justas e que preservem a saúde financeira da boa empresa e, por fim, proporcionar a todos os habitantes o acesso à energia elétrica (universalização do acesso).
- Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS: Com o objetivo de operar fisicamente o ambiente elétrico do país, o ONS visa à programação da operação e do despacho da geração através das informações de recurso e requisito disponíveis. Tudo isso de forma otimizada, poupando recursos, melhorando custos e respeitando os limites do sistema elétrico. O ONS também define o Custo

Marginal da Operação – CMO, que é a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água na geração de eletricidade e o benefício futuro de seu armazenamento nos reservatórios, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas, feitas por modelos matemáticos NEWAVE e DECOMP. O ONS também atua na liberação de acesso à transmissão pelos agentes que necessitam, através de relação contratual.

- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE: a CCEE é responsável pela contabilização e registro do sistema elétrico brasileiro, ou seja, todas as negociações em operações comerciais, separadas por agentes. Por intermédio da CCEE, a situação financeira desses agentes é posta à prova através da liquidação das sobras e déficits individuais pelo Preço de Liquidação das Diferenças – PLD. Hoje a CCEE também é designada para a realização dos leilões de energia no ambiente regulado – ACR. Assim, a CCEE coordena, cadastra, registra e faz todos os cálculos de faturamento, incorporando todas as regras vigentes e mecanismos necessários para que sejam cumpridos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR. Todos os agentes ligados ao SIN deverão estar registrados, se tornarem agentes na CCEE, cumprir com as obrigações financeiras e se adequar às condições de legislação e medições necessárias. A CCEE também é responsável pelo encontro de contas, nas quais toda a geração é comparada a todo o consumo. Assim, é feita a aferição das perdas que são rateadas com os agentes pertinentes. No Ambiente de Contratação Livre – ACL, TOLMASQUIM (2011) destaca que esse agente também viabiliza a comercialização de energia no SIN, através da definição de procedimentos, manuais, regras e documentos técnicos.

2.4 OS MODELOS DE OTIMIZAÇÃO DO SISTEMA E FORMAÇÃO DE PREÇO

Todo cálculo de preços é baseado em uma programação de utilização das usinas térmicas e hidráulicas “ex-ante” (baseado em informações previstas), a fim de atender a demanda do SIN. O modelo NEWAVE está preparado para a otimização do planejamento em um horizonte de cinco anos, gerando resultados em intervalos mensais e considerando usinas de cada submercado, unidas em um único reservatório, o qual determina a geração hidráulica e térmica de cada mês, minimizando o custo de operação. O modelo DECOMP realiza a discretização dos resultados de otimização para um período de 12 meses. O DECOMP, ainda segundo a CCEE (2011), faz a abertura dos resultados, semanalmente, para o primeiro mês operativo, agora com representação individual de cada gerador. Com a previsão de despacho através da abertura individualizada da previsão de geração, tem-se o despacho hidro e térmico que minimiza o valor esperado de todo o custo de operação da primeira semana operativa do sistema. Semanalmente, os dados do modelo DECOMP são atualizados por meio de revisões.

2.4.1 A FORMAÇÃO DO PREÇO E O ENCONTRO ENTRE O PLD E O CMO

O CMO, uma vez definido pelo ONS, através dos modelos matemáticos NEWAVE e DECOMP, é capturado pela CCEE, que, baseado nesse mesmo processo, divulga o PLD semanalmente.

O PLD é válido por uma semana operativa, de sábado a sexta-feira, com valores dados em Reais por megawatt hora – R\$/MWh, separados por patamares de carga (classificação das horas do dia em que há maior incidência de consumo, tais como: patamar pesado, patamar médio e patamar leve) e subsistemas ou submercados de atendimento (divisões entre as regiões brasileiras e suas características, Nordeste, Norte, Sudeste, Centro-Oeste e Sul). O PLD utilizado para valorar os montantes negociados no Curto Prazo – CP (semanalmente, mensalmente e patamarizados) possui as seguintes características:

- É baseado no CMO proveniente do DECOMP do ONS limitado por um piso (relacionado aos “royalties” da usina Itaipu Binacional) e um teto (relacionado à usina termoeletrica mais cara do SIN);

- Retiram-se dados de disponibilidade provenientes de unidades geradoras em fase de teste;
- Retiram-se algumas restrições de transmissão que resultaram em redução dos limites de intercâmbio energético entre subsistema;
- Retiram-se ainda dados de restrições operativas internas de cada submercado (tratada como geração mínima de termelétrica);
- As restrições elétricas internas aos submercados são retiradas para que, na determinação do CMO no CCEE, a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os pontos de consumo do submercado.

2.4.2 A VARIABILIDADE DO PLD

O PLD é divulgado semanalmente, logo, o que influencia na variação do PLD de uma semana para a outra e o que o torna tão volátil? Basicamente as projeções de:

- Dados técnicos das usinas despachadas centralizadamente (característica individual dos equipamentos de cada gerador e de sua disponibilidade);
- Dados operativos das usinas, histórico de vazões;
- Dados técnicos dos equipamentos de transmissão;
- Custo variável e inflexibilidade (quando despachado, quanto o gerador consegue disponibilizar ao sistema em energia firme);
- Projeções de demanda (consumo do sistema como um todo);
- Cronograma de expansão e obras das unidades geradoras e transmissoras;
- Disponibilidade de combustível nas usinas termelétricas;
- Curva de Aversão ao Risco – CAR (define o requisito de nível mínimo mensal de armazenamento de água em cada subsistema equivalente de usinas hidrelétricas, para garantir a segurança da operação do SIN). Atualmente substituída implicitamente no PLD pelo Valor Condicionado a um dado Risco – CVaR;
- Hidrologia e tendências hidrológicas;
- Restrições elétricas;
- Alteração nas regras de mercado que venham a programar “rateio” de outras despesas.

2.4.3 A IMPORTÂNCIA DA PRECIFICAÇÃO E COERÊNCIA NOS PREÇOS DE CURTO PRAZO

O preço de curto prazo é um componente fundamental para a eficácia do modelo setorial e está incorporado em muitos instrumentos e procedimentos adotados pelo mercado:

- Contabilização e liquidação na CCEE;
- Decisões de contratação e gerência de risco de consumidores livres;
- Tarifas de consumidores regulados (através da liquidação das distribuidoras);
- Gerência de risco para investidores em nova capacidade hidrelétrica;
- Critério de seleção de projetos em leilões de energia nova para termelétricas;
- Precificação de contratos (curtos e médios prazos);
- Incentivar a otimização da manutenção de unidades geradoras;
- Cálculo de garantias físicas de equipamentos;
- Incentivar a economia de energia em situações de escassez.

2.5 A CLASSIFICAÇÃO DOS AGENTES VINCULADOS À GERAÇÃO PARA A COMERCIALIZAÇÃO DA ENERGIA INCENTIVADA OU ESPECIAL

De acordo com a CCEE (2011), a energia produzida pelo ativo de geração recebe uma classificação que é utilizada para identificar o destino dessa energia na CCEE e, conseqüentemente, o cumprimento das regras vigentes pelos agentes. Uma vez identificado o comprador, define-se a contraparte vendedora. As mais conhecidas no Brasil e que podem conceder desconto na TUSD/TUST são:

- Pequena Central Hidrelétrica – PCH: aproveitamento de geração hidráulica cuja capacidade de geração de energia elétrica seja maior que 1 Megawatt – MW e menor que 30 Megawatts – MW, além de área de reservatório inferior a três quilômetros quadrados – Km².
- Central Geradora Hidrelétrica – CGH: aproveitamento de geração hidráulica cuja capacidade de geração de energia elétrica seja igual ou menor a 1 Megawatt – MW.

- Central Geradora Eolielétrica – CGE/EOL: caracterizada pelo aproveitamento da energia cinética contida nas massas de ar em movimento ou apenas vento.
- Central Geradora Solar Fotovoltaica – CGSF/SOL: caracterizada pelo aproveitamento da energia elétrica obtida através da conversão de luminosidade (luz solar) incidente em painéis semicondutores.
- Usina Termelétrica de Energia – UTE, biomassa: desde que seja instalação na qual a energia química contida em combustíveis fósseis, sólidos, líquidos ou gasosos, é convertida em energia elétrica.

Baseado nas informações que foram retiradas do Atlas de Energia Elétrica da ANEEL, na 3ª Edição, e do website da ANEEL, no dia 20 de Novembro de 2012, as fontes comercializadas no ambiente livre foram verificadas e ordenadas.

A seguir serão descritas as principais fontes comercializadas no ambiente livre, especificamente ao se tratar de energia proveniente de fontes alternativas na comercialização de energia incentivada, dado o grande potencial apontado por MELO (2011) principalmente através dos leilões de energia com duração de 15 ou 30 anos, que atraem investimentos.

Segundo os dados do website da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em 20 de Novembro de 2012 (www.anel.gov.br), foi adaptada a Figura 2.3 que descreve os percentuais das fontes sobre um total de 119.696 Megawatts de capacidade instalada.

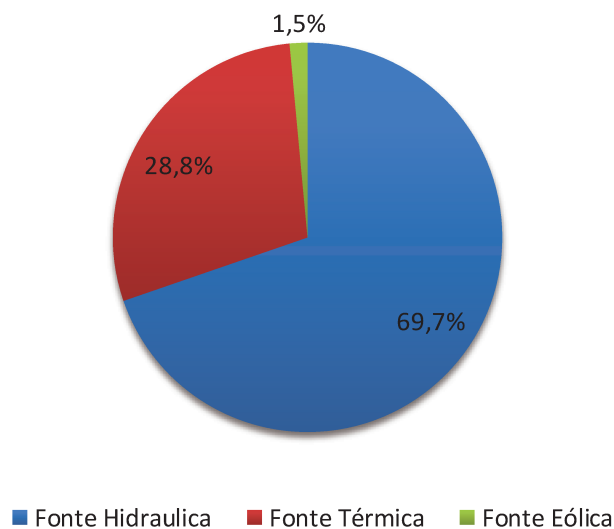


Figura 2.3: Capacidade instalada do SIN por característica da fonte, capacidade total de 119.696 Megawatts, em 20 de Novembro de 2012. Gráfico de elaboração própria a partir de dados capturados do website da ANEEL.

A Figura 2.4 também foi adaptada dos dados disponíveis no website da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em 20 de Novembro de 2012 (www.aneel.gov.br). Ainda sobre um total de 119.696 Megawatts de capacidade instalada.

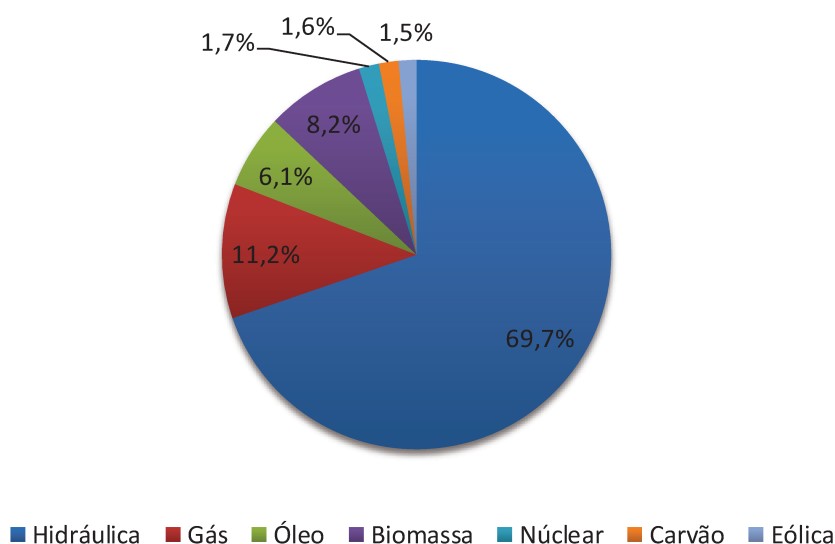


Figura 2.4: Abertura em percentual da capacidade instalada da energia do SIN proveniente de fonte térmica, em 20 de Novembro de 2012. Gráfico de elaboração própria a partir de dados capturados do website da ANEEL na mesma data.

Apresentam-se na Figura 2.5 somente energias provenientes de PCHs, usinas de biomassa e usinas eólicas e outras que fazem o volume em um portfólio de contratos de comercialização de energia incentivada.

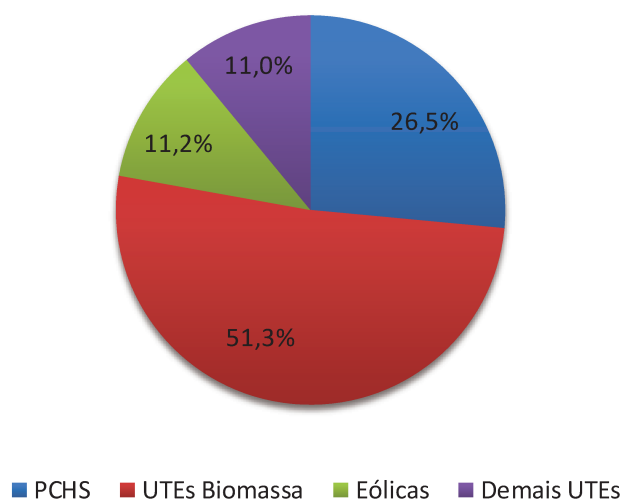


Figura 2.5: Abertura em percentual da capacidade instalada da energia proveniente de fontes incentivadas. Gráfico de elaboração própria a partir de dados capturados do website da ANEEL, em 20 de Novembro de 2012.

A Figura 2.5 foi adaptada através de extração dos dados disponíveis pelo website da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em 20 de Novembro de 2012 (www.aneel.gov.br), a qual demonstra que, de um total de 14.010 Megawatts de capacidade instalada, são provenientes de fontes incentivadas aproximadamente 11,7% do total da capacidade instalada no Brasil. Todos os dados acima foram disponibilizados no Banco de Informações de Geração – BIG, onde a agência responsável apura esses dados periodicamente.

A) Pequenas Centrais Hidroelétricas – PCHs:

Obrigatoriamente, conforme o Atlas da ANEEL (2008), para produzir a energia através de hidroelétricas, é necessário integrar a vazão do rio à quantidade de água disponível em determinado período de tempo e os desníveis do relevo, sejam eles naturais, como as quedas d'água, ou criados artificialmente pelo homem.

A estrutura da usina é caracterizada por uma barragem, sistema de captação e adução/condução da água, casa de força e vertedouro, que funcionam em conjunto e integradamente. Através da barragem, interrompe-se o curso normal do rio e permite-se a formação de um reservatório, que, além de armazenar a água, viabiliza a formação do desnível

necessário para a configuração da energia hidráulica, a captação da água em volume adequado e a regularização da vazão dos rios em períodos de chuva ou estiagem.

Algumas usinas hidroelétricas são chamadas de usinas “a fio d’água”, isto é, próximas à superfície e utilizam turbinas que aproveitam a velocidade do rio para gerar energia sem armazenar mais água do que o montante já disponível. Essas usinas a fio d’água reduzem as áreas de alagamento e não formam reservatórios para estocar a água, mas vale lembrar que a ausência de reservatório diminui a capacidade de armazenamento de água, única maneira de poupar energia elétrica para os períodos de seca.

Túneis são criados como sistemas de captação e adução, canais ou condutores metálicos que têm a função de levar a água até a casa de força, em seguida é nessa instalação que estão às turbinas, formadas por uma série de pás ligadas a um eixo conectado ao gerador. Durante seu movimento giratório, as turbinas convertem a energia cinética (do movimento da água) em energia elétrica por meio dos geradores que produzirão a eletricidade que é levada através de cabos ou barras condutoras dos terminais do gerador até o transformador elevador, onde sua tensão (V – Voltagem) é elevada para adequada condução. Assim, através de linhas de transmissão até os centros de consumo, por meio de transformadores abaixadores. A energia, enfim, tem sua tensão reduzida a níveis adequados para utilização pelos consumidores.

Após passar pela turbina, a água é restituída ao leito natural do rio pelo canal de fuga. Os principais tipos de turbinas hidráulicas são:

- Pelton,
- Kaplan,
- Francis e
- Bulbo (esses tipos de turbinas são utilizados nas usinas fio d’água por serem indicados para baixas quedas e altas vazões, não exigindo grandes reservatórios).

Individualmente, cada turbina é adaptada para funcionar em usinas com determinada faixa de altura de queda e vazão. Por último, há o vertedouro, que contempla a função de permitir a saída da água sempre que os níveis do reservatório ultrapassem os limites recomendados (para casos em que haja excesso de vazão, chuva ou água em quantidade maior que a necessária para o armazenamento e geração de energia, operação recomendada ao evitar enchentes e alagamentos na região de entorno da usina).

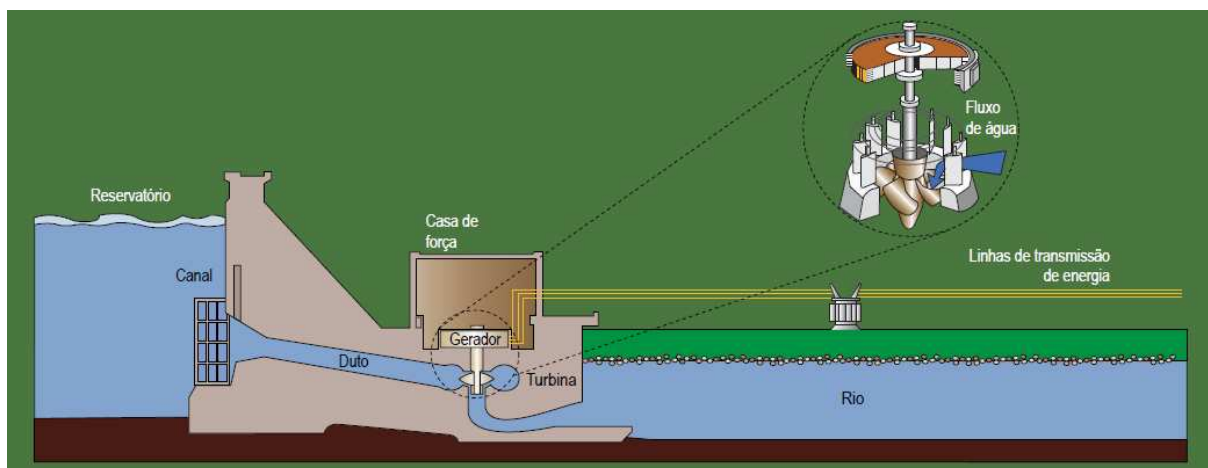


Figura 2.6: *Layout* padrão das PCHs.

A Figura 2.6 mostra o *layout* de uma PCH padrão, retirada do Atlas anual da ANEEL sobre Energia Elétrica no Brasil. (ANEEL, 2008).

Com a resolução 394, de dezembro de 1998, a ANEEL descreve uma Pequena Central Hidrelétrica – PCH não somente pela característica de usina hidrelétrica de pequeno porte com capacidade instalada superior a 1 MW e inferior a 30 MW, mas também pelo fato do reservatório ter uma área alagada inferior a 3 Km².

Como as PCHs operam normalmente a fio d'água (não permitindo que o reservatório regularize o fluxo d'água), em certas ocasiões de estiagem a vazão disponível pode ser menor que a capacidade das turbinas, causando ociosidade. Caso contrário, as vazões são maiores que a capacidade de engolimento das máquinas, permitindo a passagem da água pelo vertedor.

O custo da energia elétrica produzida pelas PCHs é maior que o de uma usina hidrelétrica de grande porte, chamadas apenas de Usinas Hidrelétricas de Energia – UHE. Nas UHEs onde o reservatório, eventualmente (se a usina não for a fio d'água), pode ser operado de forma a diminuir a ociosidade ou os desperdícios de água. Os custos operacionais das PCHs e, conseqüentemente, de sua energia são maiores do que as UHEs, isso acontece porque as usinas de grande porte possuem ganhos de escala em todo seu processo.

As PCHs são instalações que resultam em menores impactos ambientais e se prestam à geração descentralizada e/ou atendimento de pequenos centros urbanos ou atendimento rural.

As PCHs são utilizadas principalmente em rios de pequeno e médio porte, que possuam algum desnível significativo durante seu curso, gerando potência hidráulica suficiente para movimentar as turbinas e gerar eletricidade.

As resoluções elaboradas pela ANEEL permitem que a energia gerada nas PCHs entre

no sistema de eletrificação sem que o empreendedor pague as taxas pelo uso da rede de transmissão e distribuição. As PCHs são dispensadas de remunerar municípios e Estados pelo uso dos recursos hídricos.

B) Central Geradora Hidrelétrica – CGH

O Atlas ANEEL (2008) também explicita que as CGHs possuem as mesmas características e condições das PCHs, porém, com menor porte. Existe a tendência de que, quanto maior as usinas provenientes de empreendimentos hidráulicos, maior será a distância dos centros de consumo. As CGHs ficam enquadradas, pois, são instaladas em pequenas quedas d'água abastecendo pequenos consumidores, unidades fabris e industriais, além de não exigir instalações sofisticadas para a transmissão de energia.

C) Usinas Eólicas ou Central Geradora Eolielétrica – CGE/EOL

Basicamente, é o aproveitamento que ocorre por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com o emprego de turbinas eólicas, também denominadas aerogeradores, para a geração de eletricidade ou cata-ventos/moinhos, para trabalhos mecânicos como bombeamento d'água, moagem de grãos e movimentação dos barcos. Para a geração de energia elétrica, a energia eólica é aquela obtida da energia cinética (do movimento) gerada pela migração das massas de ar provocada pelas diferenças de temperatura existentes na superfície do planeta.

A geração eólica ocorre pelo contato do vento com as pás do cata-vento, que, ao se mover, dão origem à energia mecânica que aciona o rotor de um aerogerador, o qual produz a eletricidade. Essa quantidade de energia mecânica transferida transformada é, portanto, o potencial de energia elétrica a ser produzida e está diretamente relacionada à densidade do ar, à área coberta pela rotação das pás, à produtividade do equipamento e à velocidade do vento. Outro fator impactante é a existência de condições naturais específicas e favoráveis.

Para a geração de eletricidade, as primeiras tentativas surgiram no final do século XIX, mas, somente um século depois, junto com a crise internacional do petróleo (entre 1973 e 1980), é que houve interesse e investimentos suficientes para viabilizar o desenvolvimento e aplicação de equipamentos em escala comercial, de acordo com ANEEL (2008).

A primeira turbina eólica comercial ligada à rede elétrica pública foi instalada em

1976, na Dinamarca. Considera-se que hoje existam mais de 30 mil turbinas eólicas em operação no mundo e, cabe destacar, que no ano de 2012 foi instalado um aerogerador por dia na Europa.

De acordo com o Atlas de Energia Elétrica do Brasil, no ano de 1991 a Associação Europeia de Energia Eólica estabeleceu como metas a instalação de 4.000 MW de energia eólica na Europa até o ano 2000 e 11.500 MW até o ano 2005. Essas e outras metas estão sendo cumpridas muito antes do esperado (4.000 MW em 1996, 11.500 MW em 2001).

Em países como os Estados Unidos e China, a capacidade instalada atingiu em 2012 cerca de 50 Gigawatts e 68 Gigawatts, respectivamente, em parques eólicos. (WWEA, 2012).

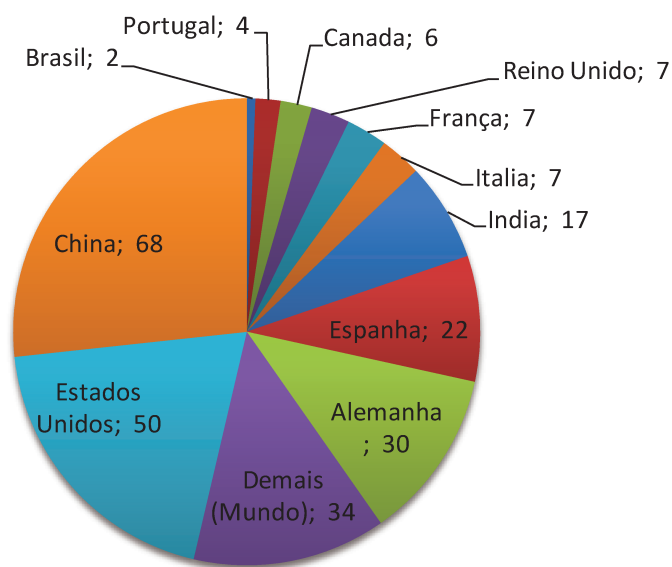


Figura 2.7: Capacidade instalada mundial por aerogeradores, em GW, em 2011.

A World Wind Energy Association – WWEA (www.wwindea.org), da qual foi adaptada a Figura 2.7, com os dados extraídos em 5 de Março de 2013, aponta um total de 254 GW de capacidade instalada no mundo, aproximadamente 0,61% do total da capacidade está instalada no Brasil, porém, como observado acima, de grande visibilidade.

Os atuais desenvolvimentos tecnológicos, tais como melhores sistemas de transmissão, melhor aerodinâmica, estratégias de controle e operação das turbinas e outros itens, vêm reduzindo custos e melhorando o desempenho e a confiabilidade dos equipamentos. O custo dos equipamentos, que era um dos principais entraves ao aproveitamento comercial da energia eólica, foi reduzido significativamente nas últimas duas décadas, principalmente no Brasil, através dos leilões de energia.

Tabela 2.1: Preço médio de leilões públicos de energia para geradores eólicos.

Leilão	Ano	R\$/MWh
Leilão de Energia de Reserva (LER)	2009	148,40
Leilão de Energia de Reserva (LER) + Leilão de Fontes alternativas (LFA)	2010	131,18
Leilão de Energia de Reserva (LER) + Leilão A-3 (A-3)	2011	99,51
Leilão de Energia Nova	2012	87,94

A Tabela 2.1 apresenta o resultado divulgado pela Câmara de Comercialização de Energia – CCEE, que também é responsável pela celebração desses contratos entre os geradores e os distribuidores, dados históricos no website da CCEE, www.ccee.org.br, em 29 de Março de 2012.

Na avaliação de condição de instalação de parques e potenciais eólicos de determinadas regiões requerem trabalhos de coleta e análise de dados sobre a velocidade e o regime dos ventos (aferição, previsão e histórico, quando possível).

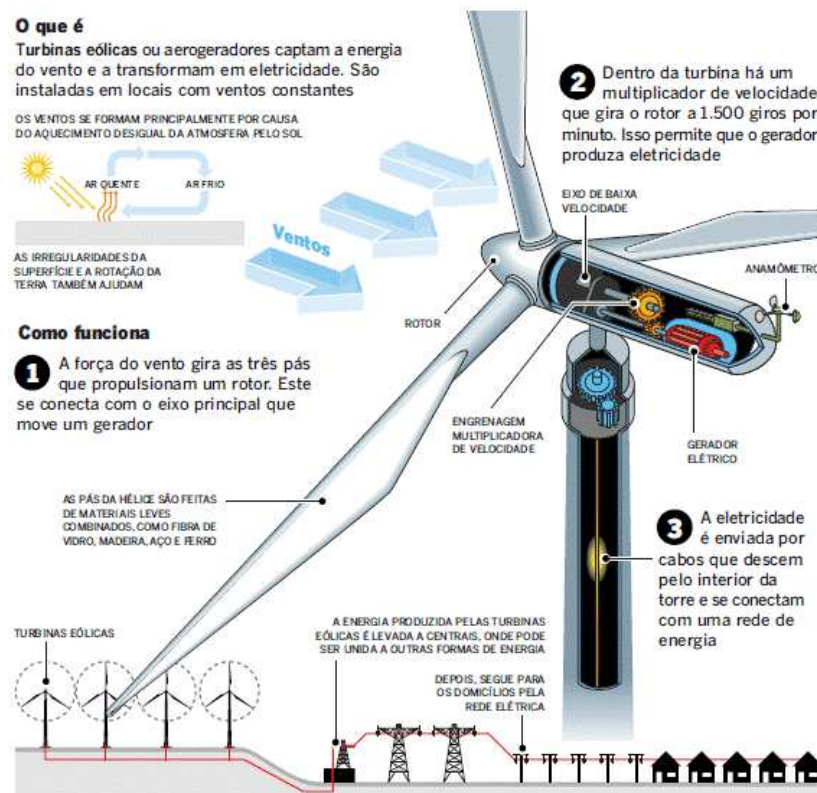


Figura 2.8: Descrição do layout padrão dos aerogeradores.

A Figura 2.8 é uma ilustração retirada do website do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro – CT-UFRJ, (www.ct.ufrj.br/biblioteca/teses). Cabe observar que existem também outros tipos de aerogeradores, alguns com rotores verticais, horizontais e de diversos outros formatos.

D) Central Geradora Solar Fotovoltaica – CGSF/SOL

Chama-se energia solar toda a forma de energia recebida pela Terra nas formas térmica e luminosa. Segundo o Atlas de energia solar de 2012 da WWF (organização dedicada à conservação da natureza, biodiversidade e uso racional dos recursos), em parceria com a First Solar (soluções em energia solar) e a 3TIER (Grupo técnico para análises de risco em empreendimentos renováveis), para o ciclo 2012/2013 foram levantadas as seguintes questões:

- A energia incidida na Terra seria mais que suficiente para atender toda forma de consumo de energia elétrica até 2050;
- Tecnologia já está bem estabelecida;
- Países como México, Indonésia, Madagascar e África do Sul são países chaves para a alavancagem dessa fonte no mundo.

A irradiação dos raios solares não atinge de maneira uniforme toda a crosta terrestre, depende da inclinação e da estação do ano, além de condições atmosféricas como umidade relativa do ar. A maior parte dessa energia, ao passar pela atmosfera terrestre, se manifesta sob a forma de luz visível, de raios infravermelhos e de raios ultravioleta.

Para captação dessa luz e a transformação em alguma forma de energia utilizada pelo homem (térmica ou elétrica), são necessários equipamentos que transformam a energia solar em calor ou, caso utilizadas células fotovoltaicas (painéis fotovoltaicos), o resultado será a produção da eletricidade. Alguns equipamentos necessários à produção do calor são chamados de coletores e concentradores, que, além de coletar, concentra a radiação em um só ponto (esse é o princípio de muitos aquecedores solares de água).

Como nosso foco é a produção de energia elétrica, destacam-se dois sistemas:

- O heliotérmico: a irradiação solar é convertida em calor, que é utilizado em usinas termelétricas para a produção de eletricidade. Esse processo completo compreende

a coleta da irradiação, seguida da conversão em calor, do transporte e armazenamento e, por fim, a conversão em eletricidade. É imprescindível um local com alta incidência de raios solares (local com alta estiagem).

- O sistema fotovoltaico, no qual a transformação da radiação solar em eletricidade é feita de forma direta, necessita da adaptação de um material semicondutor (geralmente o silício, silício amorfo, silício policristalino ou microcristalino, telureto de cádmio, entre outros) para que, na medida em que é estimulado pela radiação, permita o fluxo entre as partículas positivas e negativas. Todos os painéis com células fotovoltaicas possuem ao menos duas camadas de semicondutores: uma positivamente carregada e outra negativamente carregada, formando uma junção eletrônica. A luz do sol, ao atingir o semicondutor na região dessa junção, faz com que campo elétrico existente permita o estabelecimento do fluxo eletrônico, antes bloqueado, e dá início ao fluxo de energia na forma de corrente contínua. A vantagem é que, em um sistema fotovoltaico simples, não é necessário o brilho do Sol para operar, podendo, assim, gerar eletricidade em dias nublados.

No Brasil, além do atendimento às necessidades de um domicílio (aquecimento) e de programas populares de utilização deste sistema (IEA, 2012), existem também algumas usinas solares já em operação. No estado de São Paulo, no mês de Novembro de 2012, conforme noticiado pela imprensa (G1, 2012), foi inaugurada a maior usina solar do Brasil e primeira em Campinas/SP. Anteriormente, esses modelos de geração eram utilizados muitas vezes no atendimento das regiões isoladas.

Na medida em que sua aplicação é disseminada, o custo será menor. A energia elétrica desses empreendimentos é de difícil armazenamento em larga escala e deve ser injetada para a rede imediatamente (armazenamento em baterias não é viável em larga escala), atualmente seus preços de construção e operação são altos.

E) UTE – Usina termoeletrica a biomassa.

O atlas da ANEEL (2008) descreve que toda e qualquer matéria orgânica que possa ser transformada em energia mecânica, térmica ou elétrica, é classificada como biomassa, que pode ser de origem florestal (madeira), agrícola (soja, arroz e cana-de-açúcar, etc.) ou de dejetos urbanos e industriais (sólidos e/ou líquidos, como o chorume). Em geral, em regiões

de baixa economia, a biomassa mais utilizada é a de origem florestal e os processos para a obtenção de energia caracterizam-se pela baixa eficiência, necessitando de grande volume de matéria-prima para produção de pequenas quantidades de energia.

Energeticamente, a biomassa também é toda e qualquer matéria orgânica de origem animal ou vegetal que pode ser utilizada na produção de energia, a qual, indiretamente, ocorre da transformação da energia solar que é convertida em energia química (através da fotossíntese), que é à base dos processos biológicos de todos os seres vivos.

No Brasil, usualmente, o seu aproveitamento é feito geral e diretamente através da combustão em fornos. Com o objetivo de aumentar a eficiência da combustão e reduzir os impactos ambientais e sociais desse processo, tem-se desenvolvido e aperfeiçoado tecnologias que proporcionam melhor rendimento e melhor eficiência de conversão.

Para fins de aproveitamento energético dos resíduos da biomassa na geração de energia elétrica, utiliza-se o sistema de cogeração. Uma usina que, por exemplo, inicialmente trabalhava com o processamento/industrialização do bagaço de cana-de-açúcar para a produção de combustíveis, torna-se uma geradora de eletricidade que atende suas necessidades fabris e ainda injeta energia elétrica para a rede, através de seu excedente (vis-à-vis seu consumo).

A geração de energia elétrica a partir da queima do bagaço de cana-de-açúcar tem sido objeto de vários estudos e aplicações nos diversos países desenvolvidos e em desenvolvimento que usam essa técnica. BAJAY (2005) destaca que o Brasil é o maior produtor mundial de cana-de-açúcar e que o uso do álcool como combustível teve seu início em 1900, mas somente na década de 1970 (por efeito da crise de energia) a produção em larga escala foi estimulada, passando assim a gerar múltiplos produtos energéticos. Uma das grandes razões está na busca de fontes mais competitivas de geração e a necessidade de redução das emissões de Dióxido de Carbono – CO₂ (um dos gases do efeito estufa, que contribui para o aquecimento do planeta). Ao buscar soluções para esse e outros problemas, as reformas institucionais do setor elétrico têm proporcionado maior espaço para uma geração descentralizada. Com essas características a biomassa se apresenta técnica e economicamente competitiva frente às outras fontes térmicas.

Em termos socioambientais, além de mais favorável ao meio ambiente, o uso energético da biomassa promove a criação local e descentralizada de empregos, reduzindo o problema econômico causado pelo êxodo rural, mantendo os trabalhadores rurais no plantio, manutenção e colheita da planta, além de reduzir a dependência externa de energia, em função

da sua disponibilidade. Cabe ressaltar que, o uso de combustíveis sólidos, provenientes de plantas perenes, é mais favorável em termos de rendimento energético para a geração de eletricidade. (BAJAY, 2005).

Hoje, em nosso país, o recurso de maior potencial para geração de energia elétrica é a queima do bagaço de cana-de-açúcar (ANEEL, 2008). Consequência da alta produtividade alcançada pela lavoura canavieira, salvo alguns anos de baixo crescimento econômico, acrescida de ganhos sucessivos nos processos de transformação da biomassa sucroalcooleira, tem-se disponibilizado enorme quantidade de matéria orgânica sob a forma de bagaço nas usinas e destilarias de cana-de-açúcar. Essas usinas, que são interligadas aos principais sistemas elétricos, são utilizadas para o atendimento aos grandes centros de consumo (chamados comumente de centros de carga) dos estados, principalmente nas regiões Sul e Sudeste, tornando-se nichos de mercado e investimento.

Um grande fato, já abordado, (CASTRO, 2009), é que o período de colheita da cana-de-açúcar coincide com o de estiagem das principais bacias hidrográficas do parque hidroelétrico brasileiro, período seco e de baixo volume esperado de chuvas.

As principais tecnologias descritas no atlas da ANEEL, ANEEL (2008), e também por CORTEZ (2008) sobre biomassa constante no universo brasileiro são:

- Ciclo a vapor com turbinas de contrapressão: é empregado de forma integrada a processos produtivos por meio da cogeração. O resíduo da cana-de-açúcar (bagaço da cana) é queimado diretamente em fornos e a energia térmica resultante é utilizada na produção do vapor, que aciona as turbinas usadas no trabalho mecânico requerido na produção usual da usina, além das turbinas para geração de energia elétrica. O vapor que seria liberado na atmosfera após a realização desses processos pode ser encaminhado para o atendimento das necessidades térmicas/aquecimento do processo de produção. Esse processo está maduro do ponto de vista comercial e é o mais disseminado atualmente. O Brasil conta com diversos produtores nacionais da maior parte dos equipamentos necessários.
- Tecnologia de ciclo a vapor com turbinas de condensação e extração: consiste na condensação total ou parcial do vapor (nem todo vapor é condensado), ao final da realização do trabalho na turbina, para atendimento às atividades mecânicas ou térmicas do processo produtivo. A diferença fundamental dessa rota em relação à de contrapressão é a existência de um condensador na exaustão da turbina e de

níveis determinados para aquecimento da água que alimentará a caldeira. A primeira característica proporciona maior flexibilidade da geração termelétrica (que deixa de ser condicionada ao consumo de vapor de processo). A segunda proporciona aumento na eficiência global da geração de energia. Esse sistema permite a obtenção de maior volume de energia elétrica, entretanto, sua instalação exige investimentos muito superiores aos necessários para implantação do sistema simples de condensação.

- Ciclo combinado integrado à gaseificação da biomassa; gaseificação é a conversão de qualquer combustível líquido ou sólido em gás por meio da oxidação parcial em temperatura elevada. Essa conversão realizada em gaseificadores produz um gás/combustível que pode ser utilizado em usinas térmicas movidas a gás para a produção de energia elétrica. A tecnologia de gaseificação aplicada em maior escala transforma a biomassa em importante fonte primária de centrais de geração termelétrica de elevada potência, inclusive aquelas de ciclo combinado, cuja produção é baseada na utilização do vapor e do gás, o que aumenta o rendimento das máquinas.

CORTEZ (2008) afirma que a biomassa é uma das fontes para produção de energia com maior potencial de crescimento nos próximos anos. Tanto no mercado internacional quanto no nacional, a biomassa é considerada uma das principais alternativas para a diversificação da matriz energética e para uma consequente redução da dependência dos combustíveis fósseis. Com as fontes de biomassa é possível obter energia elétrica e combustível, como o biodiesel e o etanol ou álcool, cujo consumo é crescente e utilizado em substituição a derivados de petróleo como o óleo diesel e a gasolina.

Se atualmente essa fonte é considerada uma alternativa energética de vanguarda, historicamente tem sido pouco expressiva na matriz energética mundial. Ao contrário do que ocorre com outras fontes, como carvão, energia hidráulica ou petróleo, a energia proveniente da biomassa não tem sido contabilizada com precisão (despacho descentralizado, atendimento local e até mesmo auto suprimento).

A pequena utilização e a imprecisão na quantificação são decorrências também de uma série de outros fatores, além dos citados acima. Um deles é a dispersão da matéria-prima, quando qualquer galho de árvore pode ser considerado biomassa, definida como matéria orgânica de origem vegetal, ou animal passível de ser transformada em energia térmica ou

elétrica. Outro é a pulverização do consumo, visto que, é muito utilizada em unidades de pequeno porte, isoladas e distantes dos grandes centros. A característica comum dessas regiões é a economia muito dependente da agricultura.

No Brasil, já há alguns anos, a biomassa tem expressiva participação na matriz energética (do lado dos combustíveis) e elétrica (na produção de energia, principalmente de Maio a Novembro), segundo RALSTON e GRANVILLE (2010). Foi também a segunda principal fonte de energia, superada apenas por petróleo e derivados. Além disso, no mercado internacional, o Brasil destaca-se como o segundo maior produtor de etanol, atrás apenas dos Estados Unidos, conforme a INFORMA ECONOMICS (2011).

A Figura 2.9 foi retirada do informativo do grupo Fontis Energia, especialista em projetos de geração de energia elétrica com fontes renováveis, que ilustram ciclo de produção padrão para energia de biomassa.

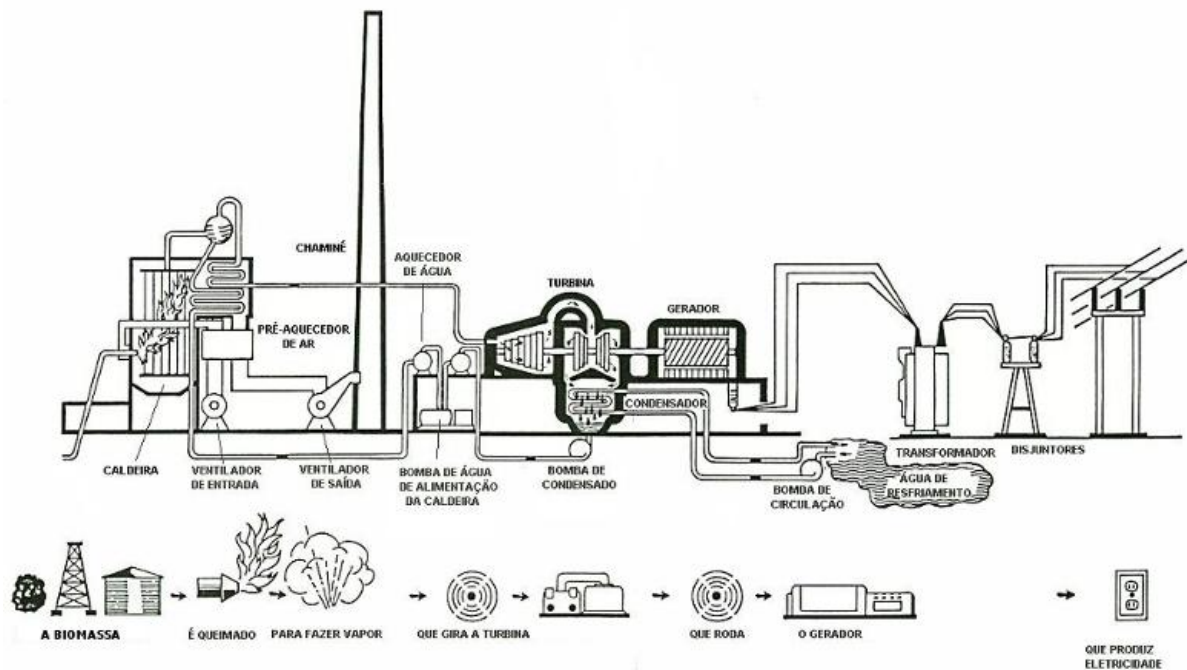


Figura 2.9: Layout padrão de uma UTE a biomassa.

3. A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

Existem hoje dois ambientes de contratação comercial de energia elétrica no Brasil (TOLMASQUIM, 2011), (ANEEL, 2008):

Ambiente de Contratação Regulada – ACR, com os quais os agentes de distribuição celebram contratos bilateralmente com outros agentes (usualmente agentes de geração e/ou comercialização) através de leilões de energia, a fim de atender seus mercados. Esses contratos são denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR.

Qual a razão ou o porquê do ACR?

- É necessário prover incentivos para a distribuidora, que compra energia em nome dos consumidores regulados;
- Contratar de maneira eficiente;
- Evitar o “*self-dealing*”, definido como a contratação bilateral com geradores do mesmo grupo, evita-se assim a maximização de receitas de um grupo econômico ou financeiro responsável pela empresa (pois onera o consumidor final);
- Identificar o preço real da energia futura vis-à-vis a taxa de retorno esperada e a perspectiva de receita dos investidores, sobretudo quanto ao valor do produto;
- O leilão pode ser visto como um mecanismo de mercado para equilibrar a oferta e a demanda, maximizar benefícios em ambiente de incerteza e assimetria de informações sobre o valor do bem.

Para a livre negociação existe algum ambiente específico? Sim, é também conhecido como Ambiente de Contratação Livre – ACL; ambiente de mercado no qual são celebrados contratos bilateral e livremente entre todos os agentes (excluindo os agentes de distribuição), cujo preço e volume são de livre negociação entre as partes. Os consumidores que se enquadram nesse ambiente escolhem seus supridores usualmente pelo menor preço disponível. Esses contratos recebem o conceito de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre – CCEAL.

Qual a razão ou o porquê do ACL?

- Liberdade para escolher o supridor e características da negociação;
- Particularidade nas negociações;
- Acesso direto ao mercado de fontes incentivadas;
- Confidencialidade.

3.1 A COMERCIALIZAÇÃO DA ENERGIA INCENTIVADA OU ENERGIA INCENTIVADA ESPECIAL

Ao abordar os aspectos da caracterização da energia incentivada, verificou-se, até o presente momento, que a resolução normativa 247, de dezembro de 2006, deixa claro que a comercialização de energia incentivada é permitida através das seguintes condições de geração:

- Energia proveniente de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs, com potência instalada entre 1 MW e 30 MW;
- Empreendimentos com potência instalada até 1 MW;
- Empreendimentos de fonte solar, eólica ou biomassa com potência instalada e injetada na rede de transmissão ou distribuição de até 30 MW.

Definidas as características da energia incentivada, CCEE (2011) e DUKE ENERGY BRASIL (2006), passou-se, então, a beneficiar esses geradores e, consequentemente, seus consumidores com desconto no valor da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD e/ou Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, que variam de 50% a 100% nesses encargos (valores definidos por ato regulatório pela Agencia Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, quando de fato inicia-se a atividade do gerador).

Exclusivamente aos geradores de energia proveniente de empreendimento chamado “solar”, conhecido como usinas termosolares e fotovoltaicas, com capacidade instalada até 30 MW, poderão usufruir de desconto de até 80% provisoriamente nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão, desde que entrem em operação até 31 de dezembro de 2017. A ANEEL, através da resolução normativa 481, de Abril de 2012, considera que essa redução

dos encargos valerá somente pelos primeiros dez anos de operação dos empreendimentos. Após esse período, o desconto de TUSD ou TUST será diminuído para 50%, o mesmo percentual válido para projetos, que entrem a partir de 2018.

Os consumidores de energias provenientes de fontes alternativas ou incentivadas devem possuir unidade ou um grupo de unidades consumidoras, de mesmo Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica – CNPJ e submercado de liquidação de sobras e déficits, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e ligada ao Sistema Interligado Nacional – SIN. Já os comercializadores que fazem a intermediação entre vendedores e compradores, nem sempre identificados aos compradores, gozam naturalmente do direito de repasse desse desconto. Descontos esses que variam de 0% a 100% mensalmente, devido à análise pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE de seu portfólio de registro contratual, pois, existem hoje, perfis de comercialização de energia incentivada 0%, 50%, 100% e energia convencional. Cada perfil de registro de comercialização, na CCEE, negocia a energia com o respectivo desconto. Para que o comercializador conceda ou repasse esse direito a desconto aos consumidores finais, deverão ser observadas algumas regras que:

- Verificam o lastro de geração de seus supridores (modelados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, “abaixo” do agente comercializador, significando “abaixo” de responsabilidade);
- Verifica-se o percentual de desconto pertencente a cada um de seus supridores, percentual esse que pode estar poluído ou perdido, devido à falta de lastro ou complementaridade à sua venda superior a 49%; com energia que não seja beneficiada com direito a desconto nas tarifas acima mencionadas;
- Verificam-se as demais compras feitas pelo comercializador, que pode ser oriunda de outro comercializador;
- Verifica-se o total de vendas realizadas pelo comercializador para o referido mês de suprimento.

3.2 OS TRÊS PILARES DA GERAÇÃO DE ENERGIA INCENTIVADA

Visando preencher a lacuna do destino da energia produzida pelos geradores entre 30MW e 50MW, a Lei 11.943/1999 ampliou a possibilidade de compra dos chamados

consumidores livres especiais, possibilitando aos agentes a compra dessa energia através de contratos com os seguintes geradores:

- De fonte solar;
- De fonte eólica;
- De fonte de biomassa:

Para os agentes de geração e consumo enquadrados nesta faixa de 30 MW e 50MW, não foram concedidos descontos referentes à TUSD/TUST, ou seja, 0% de desconto é onde se localizam esses agentes na separação da energia comercializada no país. Apesar de toda a ampliação dos consumidores potencialmente especiais e incentivos descritos, o mercado caminha a passos pequenos, pois não houve o crescimento esperado. Dentre vários fatores, pode-se destacar o alto custo da energia e encargos para os pequenos consumidores (RIBEIRO, 2009). Encargos esses, que, no Setor Elétrico Brasileiro, servem para grande transferência de renda e arrecadação fiscal que distorcem o equilíbrio entre a oferta e demanda, prejudicando toda a cadeia de valor, conforme PEDROSA (2005).

3.3 A TARIFA DO USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO – TUSD E TARIFA DE USO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO – TUST E SUAS CONSEQUÊNCIAS NA COMERCIALIZAÇÃO

O contínuo incentivo no uso de fontes alternativas no processo de produção de energia elétrica e na diversificação da produção de energia elétrica fez com que os produtores e usuários dessas fontes aumentassem ao passar dos anos. Conforme descrito no capítulo 3.1, para que investimentos privados fossem realizados, partiu-se da Lei 9.427, de dezembro de 1996, a qual estabeleceu que, por determinação da ANEEL, um gerador/empreendimento poderia receber um percentual de redução nas tarifas de TUSD ou TUST, tanto na produção quanto no consumo da energia comercializada, isto é, nas duas pontas.

Algumas situações são impactantes na comercialização. Como pode haver a redução ou perda de desconto na entrega dessa energia, um comercializador tem como principal atribuição garantir ao seu consumidor final o desconto especificado em contrato. Caso haja uma redução, ou perda, possivelmente o comercializador deverá arcar com:

- Indenização;
- Multa;
- Rescisão contratual ou até rescisão por reincidência.

O comercializador deverá verificar regularmente a composição de seu portfólio, reunindo as seguintes informações de seus fornecedores:

- Do gerador:
 - a. A garantia física vis-à-vis o montante comercializado, obtido pela comparação entre o homologado/definido pelo Ministério de Minas e Energia – MME, Empresa de Pesquisas Energéticas – EPE, ou ANEEL e o montante comercializado. Observa-se aqui que, no mercado existem agentes geradores que não possuem ou não optaram por utilizar a garantia física, nesse caso, será considerada apenas a geração e com desconto garantido;
 - b. Ultrapassagem dos limites da potência injetada, realizado através do acompanhamento mensal da medição, podendo aferir por três períodos de comercialização (por 3 horários consecutivos) se o gerador injetou na rede uma potência maior que 30 MW;
 - c. Percentual de complementação da geração, com exposição inferior a 49% no mercado em um período de 12 meses.
- De outro comercializador:
 - a. A saúde financeira, esse agente é adimplente ao mercado e a CCEE;
 - b. Seu histórico de desconto;
 - c. Recomenda-se não alocar grandes montantes de energia provenientes desse agente em um período de entressafra, de Dezembro a Abril do ano seguinte, pois o comercializador terá dificuldades de aquisição dessa energia no mercado;
 - d. Contabilização na CCEE, disponível a todos os agentes para construção do histórico.

3.4 OS RISCOS DE MERCADO NA COMERCIALIZAÇÃO NOS AMBIENTES REGULADO E LIVRE

Os maiores riscos de mercado associados à comercialização de energia no Brasil são aqueles relativos à contabilização e liquidação no “*Spot*” dos volumes de energia negociados. (CTEE, 2012). A definição de “*Spot*” (DUKE ENERGY TRADING, 2002); (DUKE ENERGY CORPORATION, 1999) vem do ambiente comercial em que os negócios são realizados com pagamento à vista e entrega imediata de mercadorias, produtos e serviços em contratos relativamente curtos (30 dias, no máximo).

Riscos também envolvem o pagamento de multa ou necessidade de compra para recompor lastro pelo montante comercializado acima dos contratados, ou acima da garantia física pelos geradores. Em STREET (2009), percebe-se uma complementaridade entre biomassa e PCHs, as duas caracterizadas como fontes incentivadas, que, combinadas, proporcionam a redução de riscos e exposições devido à diferença na sazonalidade ou complementaridade de ambas.

Existe ainda o risco sujeito à contabilização que se faz frente à liquidação da energia produzida ou comercializada semanalmente e de forma horária, frente à energia contratada ou vendida em um submercado diferente do produtor.

A compra ou venda vinculada ao PLD também se mostra arriscada ao ser realizada através de um contrato bilateral. Outro item de atenção são os chamados “*spreads*”, que, de acordo com DUKE ENERGY TRADING (2002), é a parte financeira fixa normalmente acrescida a uma transação comercial de um produto, em nosso caso na energia.

Para o agente distribuidor, no ACR, o risco está vinculado à liquidação frente a um planejamento equivocado, ou de um cenário baseado em falta de informações. Assim, em todos os casos, existem riscos de quantidade e de preço no mercado de curto prazo.

O diagrama ilustrativo da Figura 3.1, mostra uma das atividades mensais da CCEE, que faz parte dos riscos em que estão envolvidos cada um dos agentes, individualmente. A figura em questão ilustra especificamente que os encontros entre recursos e requisito são feitos de forma horária e adota-se o mesmo submercado de produção e consumo, desconsidera-se ainda os detalhes de rateio de perdas.

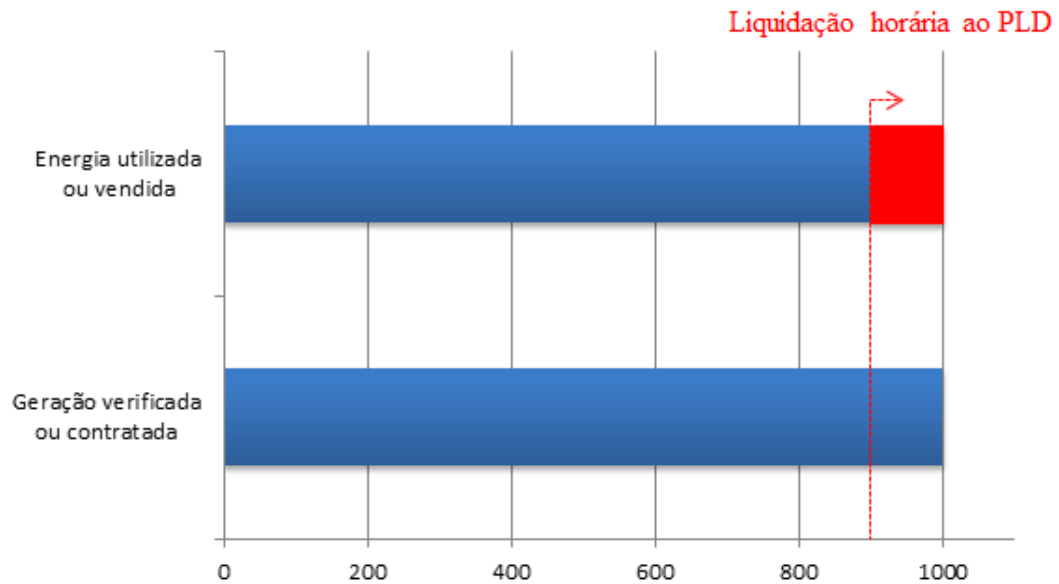


Figura 3.1: Ilustração sobre a liquidação horária

3.5 PERÍODOS DE COMERCIALIZAÇÃO

Para o ano, são normalmente esperados dois períodos em que a energia utilizada é produzida, período seco e período úmido:

- Período seco: Quando a incidência de chuvas é menor (DUKE ENERGY TRADING, 2002). Definido como o período de sete meses consecutivos em que historicamente se verifica a menor incidência de precipitações. O período seco compreende os meses de Maio a Novembro na região Sudeste.
- Período úmido: Quando é maior o volume de chuvas. (DUKE ENERGY TRADING, 2002). É o período do ano hidrológico caracterizado pela maior incidência de precipitações, sendo assim definido em função de observações históricas. O período úmido são os meses de Dezembro a Abril na região Sudeste.

Em geral, as tarifas de energia (R\$/MWh) no período seco são mais altas, refletindo o maior custo de produção de energia elétrica devido a menor quantidade de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, cria-se a eventual necessidade de complementação da

carga por geração térmica, que é usualmente mais cara, sem entrar em consideração sobre o armazenamento e restrições elétricas.

3.6 OS CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA

Os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre – CCEAL, segundo a CCEE (2013), tratam das relações comerciais de compra e venda de energia elétrica resultantes da livre negociação entre agentes da CCEE, de acordo com a legislação vigente, estabelecendo suprimento em comum acordo entre as partes envolvidas.

Os CCEAL são registrados na CCEE pela parte vendedora e devem ser validados pela parte compradora para o processo de contabilização e liquidação financeira. O vendedor deve inserir os prazos de suprimento e montantes contratados em megawatt hora – MWh, não sendo necessário informar os preços negociados (por enquanto, já que essas regras estão sendo alteradas visam beneficiar o mercado com mais transparência).

Os agentes podem efetuar entre si, quando acordado, a sazonalização de seus contratos (razão entre os volumes de energia, contratados ou assegurados, e os montantes mensais contratados) e a modulação de seus contratos (que é a divisão de volume de energia mensal em montantes horários do mês de referência).

Como exemplo de sazonalização, a Figura 3.2 ilustra uma distribuição da energia contratada entre os meses do ano, caso um contrato comum de entrega de energia tenha essa abrangência anual.

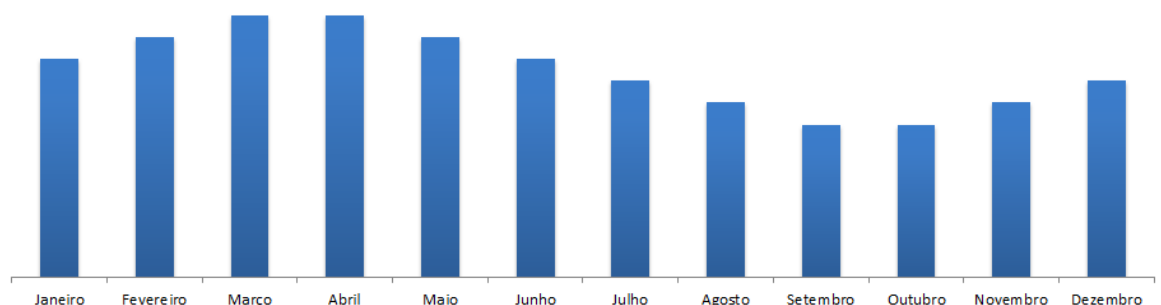


Figura 3.2: Exemplo de sazonalidade

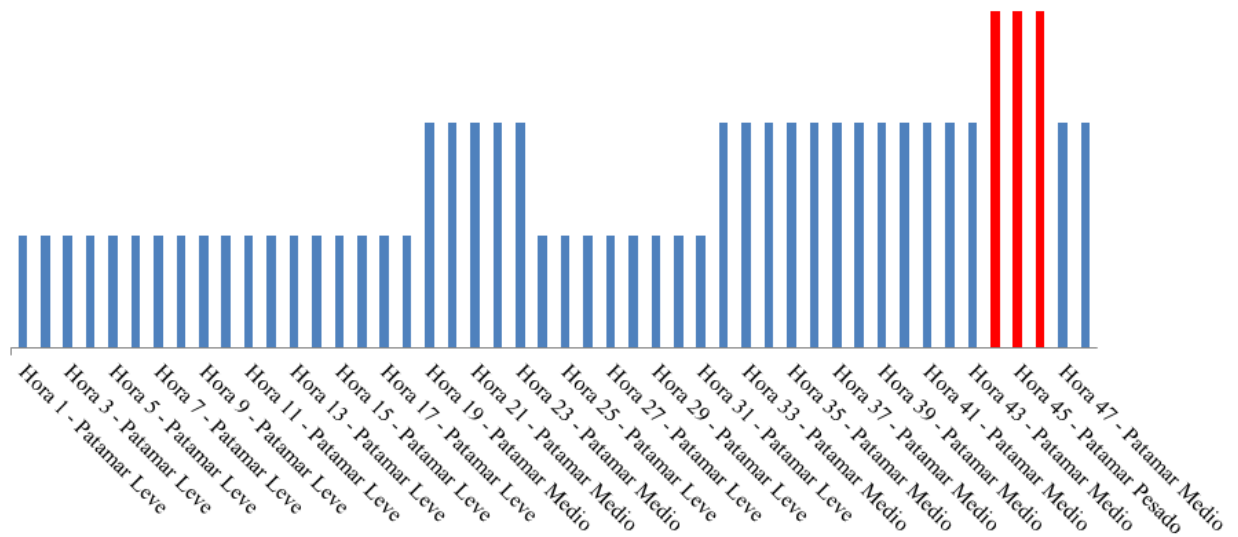


Figura 3.3: Exemplo de modulação horária.

Seguindo com os conceitos, a Figura 3.3 ilustra um exemplo de modulação contratual da distribuição da energia contratada para o mês entre as horas do mês de referência (o gráfico ilustra apenas as primeiras 48 horas ou dois dias de um mês comum). Essa distribuição é objeto da contabilização e liquidação horária pela CCEE.

Cabe considerar que, os CCEARs, os quais fazem parte de base regulada, são fundamentais para que todas as informações de registro ocorram corretamente, sendo essas partes de regulação específica subdivididas em várias modalidades contratuais. A abertura dos contratos no ACR não será necessária em nossos estudos, tamanha diversidade de contratos do mercado cativo, que englobam também a devolução de montantes frente à regulação e condições específicas. Uma grande diferença entre os contratos do ACR e do ACL é que existe devolução de parte ou do todo desses montantes contratados no ACR. Esses são chamados de Mecanismos de Compensação de Sobras ou Déficits – MCSDs, que não fazem parte da livre comercialização de energia incentivada e, por isso, não serão estudados aqui.

3.7 POSSÍVEIS IMPACTOS NA MARGEM DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA INCENTIVADA

3.7.1 PENALIDADES DE ENERGIA

Para compreensão das penalidades, a CCEE (2013) menciona que, estas foram instituídas com o objetivo de garantir o cumprimento da legislação setorial, além de proporcionar maior segurança às operações de comercialização de energia. Desse modo, as operações, sejam elas de compra ou venda de energia elétrica ou potência, deverão ser lastreadas por algum empreendimento, sendo tal lastro constituído pela garantia física, proporcionada por empreendimentos de geração própria ou de terceiros, nesse caso, mediante a compra de contratos de energia ou contratos de potência.

A atual metodologia de apuração das penalidades técnicas tem novamente como base regulatória o Decreto 5.163, de julho de 2004, em especial o art. 2º o qual, em síntese, prevê que todos os agentes da CCEE apresentem cem por cento de suas operações, sejam elas de compra ou venda de energia ou potência, devidamente lastreada (contratadas).

3.7.2 PENALIDADE POR INSUFICIÊNCIA NO LASTRO DE ENERGIA

A insuficiência de lastro de energia tem por objetivo calcular as penalidades para todos os agentes da CCEE que não apresentarem cem por cento de lastro de energia para todas suas operações, com base em um histórico de 12 meses. A aplicação de penalidades técnicas está prevista no inciso III do § 6º A do art. 1º da Lei 10.848, de Março de 2004. A regulamentação constante nos art. 2 e 3 do Decreto 5.163, de julho de 2004 visa estabelecer condições quanto à comercialização de energia elétrica e potência.

Dentre as determinações contidas no Decreto 5.163, de julho de 2004, algumas são específicas quanto à aferição do lastro de energia:

- Os agentes vendedores deverão apresentar lastro para a venda de energia de modo a garantir cem por cento de seus contratos através da garantia física também

proporcionada por empreendimento de geração própria ou de terceiros, nesse caso, mediante contratos de compra de energia.

Quanto à apuração da quantidade insuficiente ao lastro de energia: mensalmente, a CCEE apura a penalidade por insuficiência de lastro de energia, com base nas exposições dos 12 meses precedentes ao mês de apuração. Nos gráficos a seguir, apresentam-se valores em Megawatts Médios, que é a razão entre o número em Megawatts/hora sobre o número de horas no período. Utiliza-se essa formatação, pois é usual no ambiente de comercialização, sendo assim de fácil visualização.

O gráfico ilustrado pela Figura 3.4 é um exemplo das posições de liquidação mensal de uma comercializadora de energia incentivada. Abaixo do eixo central horizontal que indica os déficits, ou seja, vendas a descoberto. Acima do eixo central horizontal indicam-se as sobras apuradas no referido mês (mais compras que vendas).

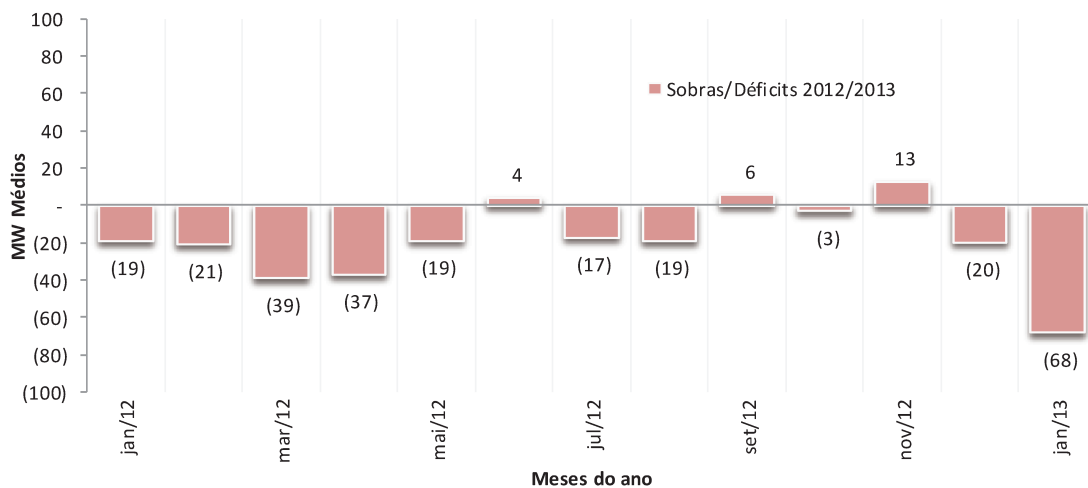


Figura 3.4: Posição mensal de sobras e déficits.

O agente apresentará insuficiência de lastro de energia caso o total de requisitos (vendas) seja superior ao total de seus recursos (compras) em um período de 12 meses anteriores ao mês corrente em operações:

- Lastro apurado ou disponível = $\sum \text{Recursos} - \sum \text{Requisitos}$;
- Recursos > Requisitos = Superávit ou sobras de Energia
- Recursos < Requisitos = Déficit de Energia

Na sequência, a Figura 3.5 indica as posições sujeitas a penalidades; por exemplo, em Abril de 2012 e nos meses consequentes à percepção futura é que seja apurado um lastro negativo de dois Megawatts Médios, quatro Megawatts médios e assim por diante.

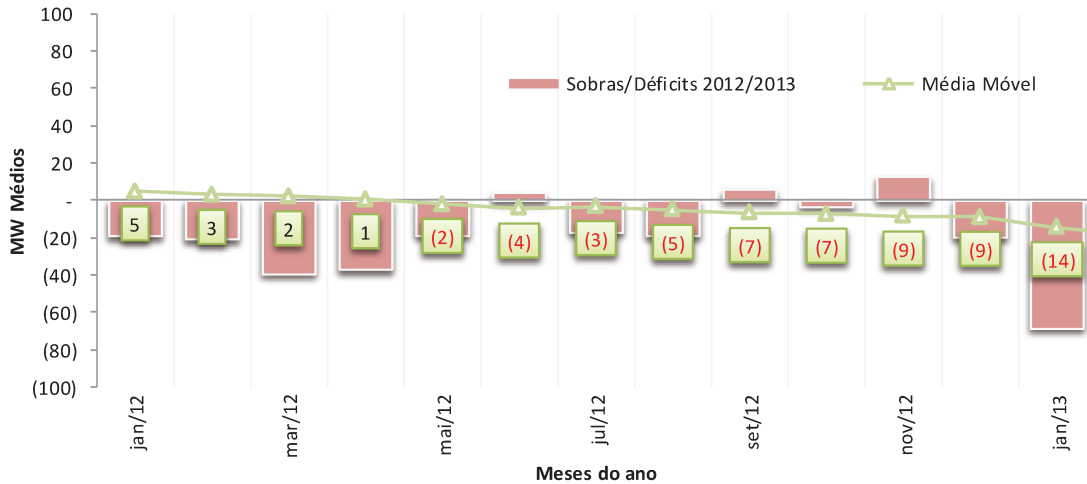


Figura 3.5: Posição mensal de sobras e déficits, com os dados de média móvel.

Ao tratar a respeito de períodos de comercialização, a média móvel ou lastro móvel em Megawatts Médios indica que será necessária a aquisição de dois Megawatts Médios no período de um ano em apenas um mês, o que significa:

Montantes apurados para incidência de penalidade = caso negativo, será o valor $\times \sum$ número de horas dos últimos 12 meses para obter-se os valores em MWh. No caso acima, seria dois (2) $\times (\sum$ número de horas no mês Abril/12 + $\sum$ número de horas no mês Março/12 + $\sum$ número de horas no mês Fevereiro/12 + $\sum$ número de horas no mês Janeiro/12 + $\sum$ número de horas no mês Dezembro/11 + $\sum$ número de horas no mês Novembro/11 + $\sum$ número de horas no mês Outubro/11 + $\sum$ número de horas no mês Setembro/11 + $\sum$ número de horas no mês Agosto/11 + $\sum$ número de horas no mês Julho/11 + $\sum$ número de horas no mês Junho/11 + $\sum$ número de horas no mês Maio/11). Ou seja:

Para $t = 1 \dots 12$ de a

- $CCEE_{t,a} = TOTRec_{t,a} - TOTReq_{t,a}$; Para $t = 1 \dots 12$ de a
- $LAST_{t,a} = \frac{\sum_{t=1}^{12} CCEE_{t,a-1} + \sum_{t=1}^{t-1} CCEE_{t,a}}{12}$; Para $t = 1 \dots 12$ de a

Onde:

- $CCEE_{t,a}$ = Sobras ou déficits (MWh) ; Para $t = 1 \dots 12$ de a
- $LAST_{t,a}$ = Média móvel (MWh); no mês t , no ano a

Demais dados são descritos no capítulo de metodologia.

A Figura 3.6 indica o número de horas possíveis em anos normais e bissextos, recorda-se ainda, que se deve retirar uma hora no mês de Outubro de cada ano e adicionar uma hora no mês de Fevereiro, segundo o Decreto 6.558 de Setembro de 2008. Esse decreto gerou impacto em todo ambiente de comercialização pelo impacto decorrente da sazonalização.

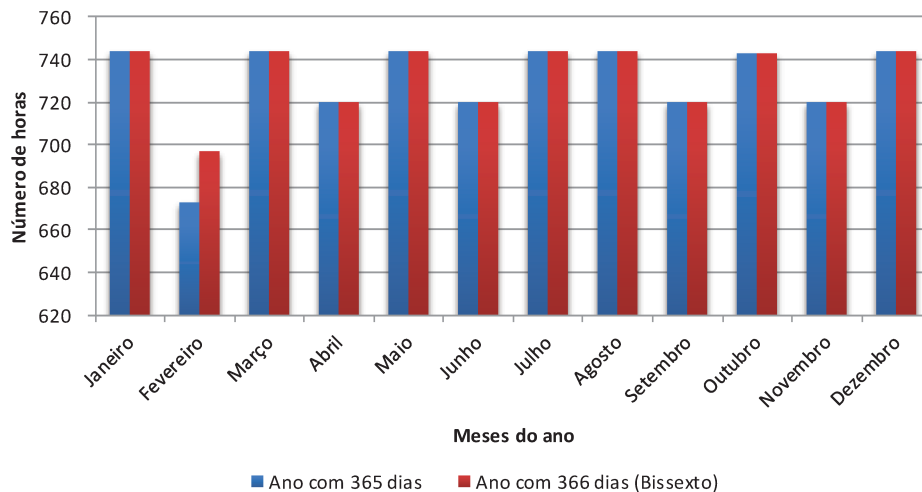


Figura 3.6: Número de horas utilizadas para os cálculos em anos com números de horas diferentes, exemplo elaborado a partir dos dados disponibilizados no site da CCEE, em 21 de Novembro de 2012.

Vale lembrar que a apuração do nível de insuficiência de lastro de energia é feita por segmento de comercialização (especial e não especial), sendo que, na determinação da penalidade por insuficiência de lastro de energia, déficits de energia especial não poderão ser atendidos por sobras de energia não especial, mas sobras de energia especial poderão atender déficits de energia não especial.

Conforme as regras, esses cálculos são feitos de acordo com a realização da comercialização, subdividem-se as operações de compra e venda e assim são aplicadas as regras.

3.7.3 QUANTO AOS VALORES APLICADOS À QUANTIDADE INSUFICIENTE AO LASTRO DE ENERGIA

O preço de referência para penalização, utilizado para valorar a insuficiência de lastro de energia dos agentes de comercialização incentivada, é determinado pelo maior valor entre a média dos últimos 12 meses do Preço Médio de Liquidação das Diferenças – PLD e o valor de referência – VR, conforme a seguinte expressão:

Preço de referência para a penalização = Máximo ($\sum$ PLD médio do submercado em questão dos últimos 12 meses $\div$ 12; VR).

O valor de referência é hoje calculado pelo valor médio ponderado de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, nos leilões públicos realizados nos anos A-5 e A-3. A ANEEL publica anualmente um resumo onde se descreve todos os cálculos, para os anos de 2013 e 2014. Segundo a nota técnica de número 010/2012-SEM/ANEEL e datada de 23 de Janeiro de 2012, determina-se que seja utilizado o valor de R\$ 129,51/MWh com data base de Setembro de 2008 e R\$ 97,64/MWh, com data base de Agosto de 2011, respectivamente, para os anos de 2013 e 2014.

Quanto aos valores aplicados à quantidade insuficiente ao lastro de energia, tem-se a expressão conjunta:

Penalidade em R\$ = ($\sum$ Recursos dos últimos 12 meses - $\sum$ Requisitos dos últimos 12 meses) $\times$ Máximo ($\sum$ PLD dos últimos 12 meses $\div$ 12; VR).

3.7.4 PENALIDADE POR INSUFICIÊNCIA NO LASTRO DE POTÊNCIA

Existe também a necessidade de cobertura de 100% dos lastros através de contratos ou geração para o patamar de carga pesado, assim, não abrangendo somente o mês contratual, ou de operação, e sim cada hora do mês em que se faz necessária à comercialização de energia.

Este trabalho não abrange tal detalhe, pois existem regras específicas em que dado o fato ocorrido, posteriormente ao mês contabilizado, a CCEE indica aos agentes os horários necessários para firmar contratos determinados para somente esses horários com alguma contraparte que possua disponibilidade a preços diferenciados.

3.7.5 INDENIZAÇÃO POR INSUFICIÊNCIA DE DESCONTO

Contratualmente, ao adquirir energia de um comercializador de energia incentivada tem-se o benefício de um percentual de desconto sobre a TUSD ou TUST. A contraparte terá direito a um percentual contratado, sejam eles 50%, 80% ou 100%. Caso não seja entregue o contratado em desconto, o comercializador deverá indenizar seu parceiro comercial pela diferença entre o contratado e o entregue.

Para aferição do desconto a ser repassado, deve-se partir da contextualização. Baseado em CCEE (2013), um comercializador de energia de fontes incentivadas deve ser: devidamente registrado na CCEE como agente comercializador dessa fonte, com capacidade de aferir desconto ao seu cliente ou ao seu comprador de 50% ou outro percentual nas suas tarifas de TUSD ou TUST ao qual possui os recursos.

Tais recursos podem ser adquiridos por meio de ativos de geração de igual direito à concessão de descontos, dos quais se adquire apenas sua geração mensal e que, por acordo comum entre as partes, podem ser modelados abaixo desse comercializador. Assim, a sua responsabilidade representativa na CCEE também é considerada na gestão. Outros recursos podem ser provenientes de contratos bilateralmente tratados.

Na contrapartida, o mesmo agente de comercialização descrito acima com os seguintes requisitos: venda para agente(s) de consumo final (clientes livres), venda para agente(s) não de consumo final, ou seja, outros comercializadores ou agentes geradores de energia.

Após a identificação das partes, constrói-se a seguinte matriz em um histórico de 12 meses (em caso de um novo agente, esse histórico será construído a partir do início de suas atividades comerciais).

Tabela 3.1: Abertura de portfólio de contratos com valores na tabela partidos de simulação aleatória com dados em MWh com destaque para as exposições apresentadas, chamadas apenas de sobras ou déficits.

	Desconto associado	Mês-12	Mês-11	Mês-10	Mês-9	Mês-8	Mês-7	Mês-6	Mês-5	Mês-4	Mês-3	Mês-2	Mês-1	Mês atual de comercialização
Recursos/Compras														
Ativo de geração	50%	0	0	200	200	500	1000	1000	1000	1000	1000	200	0	0
Contrato	50%	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Total		1000	1000	1200	1200	1500	2000	2000	2000	2000	2000	1200	1000	1000
Requisito/Vendas														
Consumidor	50%	700	700	700	700	800	800	800	800	800	800	800	800	700
Contrato	50%	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
Total		1500	1500	1500	1500	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1500
Sobras ou déficits		-500	-500	-300	-300	-100	400	400	400	400	400	-400	-600	-500
Desconto concedido														50,00%
Lastró/Média móvel														-700

Na Tabela 3.1, destaca-se a construção de um cenário de comercialização de energia incentivada hipotético, onde a coluna a direita representa o mês de operação com abertura detalhada do que compõe o chamado “Balanço energético”. O Balanço Energético – BE é a descrição dos contratos e/ou recursos e requisitos que compõem uma comercializadora em atividade.

Para o cálculo do desconto apurado tem-se:

Desconto Final = {[(soma dos recursos provenientes dos ativos de geração em um período de 12 meses, incluindo o mês atual de comercialização ÷ 12) × desconto associado] + (soma dos demais recursos do mês atual de comercialização × desconto associado)} ÷ {máximo [(soma dos recursos provenientes do ativo de geração em um período de 12 meses, incluindo o mês atual de comercialização ÷ 12) + (soma dos demais recursos do mês atual de comercialização)]; soma dos requisitos do mês atual de comercialização}. Ou seja:

Para $t = 1 \dots 12$ de a

$$\bullet \quad \%DESCrc_t = \frac{\%DESCcon_{t,a} \cdot QTDcon_{t,a} + \%DESCnc_{t,a} \cdot NC_{t,a} + GM_{t,a} \cdot \%DESCum_{t,a}}{MÁXIMO \mid QTDcon_{t,a} + NC_{t,a} + GM_{t,a} ; TOTReq_{t,a}}; \text{ Para } t = 1 \dots 12$$

de a

Onde:

- $\%DESCrc_{t,a}$ = Desconto repassado pela comercializadora (%); no mês t , no ano a
Demais dados são descritos no capítulo de metodologia.

Comumente hoje, os contratos de comercialização de energia no ambiente livre – CCEAL possuem cláusulas contratuais que protegem o comprador de uma eventual redução no percentual de desconto contratado, o demonstrativo a seguir implica em:

- Um comercializador de energia elétrica que possui um perfil de desconto de 50% na TUSD ou TUST;
- Vende essa energia devidamente a um de seus contratantes;
- Entrega energia com 45% de desconto, pois não cumpriu com suas metas de contratação ou por outros fatores de contratação;
- O passivo de indenização é igual a 5% (50% - 45%); chamado pelo mercado de “retusd ou retust”;
- Em todo o montante comercializado ou vendido será aplicada uma “*multa*” sobre cada percentual perdido e não entregue;
 - Exemplo: 1.000,000 (mil megawatts hora) entregues ao cliente “x” com 45% serão calculados $5\% \times 1.000,000 \times \text{R\$/MWh}$ (tarifa).

Assim, apresenta-se os cálculos da seguinte forma:

Indenização no mês de comercialização apurado = (percentual vendido comercialmente – percentual entregue comercialmente) $\times$ montante vendido $\times$ tarifa em R\$/MWh negociada entre ambas as partes.

Essas apurações são feitas pela CCEE de forma mensal e encaminhada às distribuidoras (TUSD) ou transmissoras (TUST) para seu faturamento mensal. Frente a essa apuração, o cliente será indenizado pelo comercializador, caso seja inferior ao contratado.

3.7.6 DESPESAS POR DÉFICITS

Conforme comentado anteriormente, na forma de risco e em CTEE (2012), também aqui presente pelo fato que mensalmente as sobras ou déficits são aferidos pela CCEE e valorados de forma horária dentro do mês, pois o PLD pode e é aberto hora a hora devido à

sua divulgação ser por patamares de carga.

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é determinado em base semanal, consideram-se três patamares de carga, para cada submercado do sistema elétrico brasileiro. A definição dos submercados é responsabilidade do ONS e contempla a seguinte divisão do sistema elétrico brasileiro: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. O PLD é calculado em base ex-ante (considera informações previstas de disponibilidade e carga) para as semanas que se iniciam aos sábados e terminam na sexta-feira, podendo conter dias de dois meses adjacentes. Os preços servirão para a liquidação de toda a energia não contratada entre os agentes.

Caso necessário, após a liquidação horária, será emitida uma fatura da CCEE ao agente com a soma mensal de suas exposições. Caso haja um grande déficit em um horário em que o PLD esteja em níveis que possam causar distorções nos resultados de um agente, isso poderá influenciar e muito em seu faturamento e, consequentemente, em suas receitas e despesas. Porém, para mitigar esses riscos, seriam necessárias algumas flexibilidades nos recursos que não fazem parte desse tema nesse momento.

Tabela 3.2: Divulgação dos preços das semanas operativas.

Valores expressos em R\$/MWh

Semana 1 - Período: 26/01/2013 a 01/02/2013											
Sudeste/Centro-Oeste			Sul			Nordeste			Norte		
Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve
312,87	312,87	298,14	312,87	312,87	298,14	292,78	291,47	289,55	292,78	291,47	289,55

Semana 2 - Período: 02/02/2013 a 08/02/2013											
Sudeste/Centro-Oeste			Sul			Nordeste			Norte		
Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve
176,85	176,85	171,72	176,85	176,85	171,72	176,85	176,85	171,72	176,85	176,85	171,72

Semana 3 - Período: 09/02/2013 a 15/02/2013											
Sudeste/Centro-Oeste			Sul			Nordeste			Norte		
Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve
158,72	158,72	153,88	158,72	158,72	153,88	153,39	153,39	151,6	153,39	153,39	151,6

Semana 4 - Período: 16/02/2013 a 22/02/2013											
Sudeste/Centro-Oeste			Sul			Nordeste			Norte		
Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve	Pesada	Media	Leve
217,6	217,6	209,35	217,6	217,6	209,35	216,53	216,53	207,71	216,53	216,53	207,71

Apresentada como exemplo de divulgação dos dados de preços semanais e

“patamarizados”, conforme a Tabela 3.2, tem como fonte os resultados divulgados semanalmente no website da CCEE (www.ccee.org.br), acessado em 07 de Março de 2013.

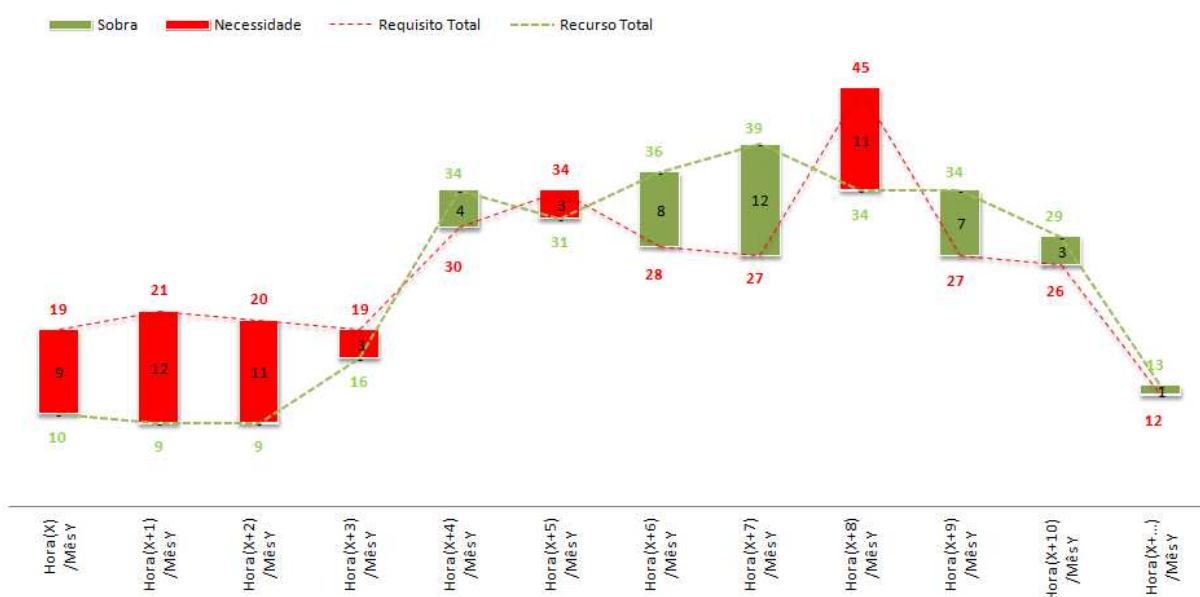


Figura 3.7: Exemplo de liquidação horária frente ao PLD.

Tabela 3.3: Resultado da liquidação financeira horária.

	Hora (X) /Mês Y	Hora (X+1) /Mês Y	Hora (X+2) /Mês Y	Hora (X+3) /Mês Y	Hora (X+4) /Mês Y	Hora (X+5) /Mês Y	Hora (X+6) /Mês Y	Hora (X+7) /Mês Y	Hora (X+8) /Mês Y	Hora (X+9) /Mês Y	Hora (X+10) /Mês Y	Hora (X+...) /Mês Y	Total (após todas as horas apuradas)
Recurso/Compra (MWh)	10,00	9,00	9,00	16,00	34,00	31,00	36,00	39,00	34,00	34,00	29,00	13,00	
Requisito/Venda (MWh)	19,00	21,00	20,00	19,00	30,00	34,00	28,00	27,00	45,00	27,00	26,00	12,00	
Sobras/Déficits (MWh)	-9,00	-12,00	-11,00	-3,00	4,00	-3,00	8,00	12,00	-11,00	7,00	3,00	1,00	
PLD/Hora (R\$/MWh)	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	500,00	200,00	200,00	200,00	
Receita/Despesa na CCEE (R\$)	-R\$ 1.350,00	-R\$ 1.800,00	-R\$ 1.650,00	-R\$ 450,00	R\$ 600,00	-R\$ 450,00	R\$ 1.200,00	R\$ 1.800,00	-R\$ 5.500,00	R\$ 1.400,00	R\$ 600,00	R\$ 200,00	-R\$ 5.400,00

A Figura 3.7 e a Tabela 3.3 simulam a liquidação CCEE horária, o resultado simulado tem uma despesa de R\$ 5.400,00 no período de estudo, destaque maior ao grande déficit na hora (X+8) ao PLD maior do que os horários próximos. Destaca-se neste caso, a má gestão na alocação de energia na forma horária.

3.7.7 DESPESAS POR RATEIO DA INADIMPLÊNCIA (NÃO GERENCIÁVEL)

Segundo as regras de comercialização, todos os agentes deverão suportar as repercussões financeiras decorrentes de eventual inadimplência no Mercado de Curto Prazo –

MCP, não coberta pelas Garantias Financeiras aportadas, na proporção de seus créditos líquidos resultantes das contabilizações feitas mensalmente pela CCEE.

As garantias financeiras são os montantes em reais que servem para abater a inadimplência dos agentes na CCEE após a liquidação individual de sobras e déficits, com base na análise da exposição no mercado de curto prazo (mês de operação comercial).

Para o cálculo das garantias financeiras leva-se em consideração a projeção de operações do agente nas próximas seis liquidações financeiras. Nesses cálculos são considerados os resultados dos agentes nos meses anteriores ao mês contabilizado. As exposições do agente no mês em curso, as exposições de quatro meses à frente e as eventuais penalidades aplicáveis. Ainda para o efeito de garantias, todos os montantes de cargas e contratos de venda registrados e validados na CCEE, não cobertos por geração/contratos de compra, são considerados como exposições ao mercado de curto prazo e compõem o montante final de garantias financeiras a se aportar pelo agente no mês em questão.

Visto isso, os agentes que possuem exposições financeiras positivas (fatura com recebível na CCEE) arcarão proporcionalmente com o saldo líquido a pagar pelos agentes inadimplentes após abatimento das Garantias Financeiras pertinentes.

4 METODOLOGIA

Como estratégia para este trabalho, elabora-se um modelo numérico de otimização, o qual definirá a contratação de energia, mensalmente, a fim de cumprir as questões regulatórias e procurar melhores resultados financeiros.

Pretende-se tratar as posições e exposições em períodos mensais durante dois anos. Para isso, faz-se necessário construir um histórico hipotético e comum de uma comercializadora para doze meses. Esse histórico de doze meses será chamado de realizado. Os demais dados, com 12 meses à frente, serão os que compõem o cenário e sendo utilizados no estudo de otimização. Assim, o modelo faz a discretização para 24 intervalos, sendo 12 passados e 12 futuros, com as seguintes informações necessárias:

- Contratos de compra de energia incentivada;
- Contratos de venda de energia incentivada;
- Geração das usinas modeladas na CCEE abaixo da comercializadora;
- Preços de Liquidação das Diferenças – PLD, para liquidação de sobras ou déficits;
- Preço de compra no mercado, para novos contratos;
- Percentual de desconto para cada usina;
- Percentual de desconto de repasse;
- Soma da média de geração dos últimos 12 meses das usinas modeladas na CCEE abaixo da comercializadora;
- Disponibilidade de Energia no Mercado.

Além dos dados acima, o total das receitas e despesas mensais e a consolidação anual devem ser consideradas. Receita esta, proveniente da liquidação de sobras ao PLD e despesas advindas dos gastos com novos contratos e eventuais exposições ao PLD.

O modelo numérico que vem sendo desenvolvido tem plataforma fundamentada no “software” Microsoft Excel 2010 e utiliza-se do “Solver” para os procedimentos de otimização. Na sequência, para o desenvolvimento do projeto, vislumbra-se utilizar recursos do *Visual Basic for Application* – VBA e inserção de módulo de otimização chamado de *Optimization Modeling Software for Linear, Nonlinear, and Integer Programming* – LINGO, como forma de melhorar o desempenho do modelo para casos maiores.

A seguir, segue um quadro descritivo do *layout* e organização dos dados no modelo e a abertura descritiva de cada item:

Tabela 4.1: Itens necessários para a construção do BE e aferição das regras de comercialização, exemplo em comercialização de energia com 50% de desconto TUSD/TUST.



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

MÊS/ANO		Jan	Dez	Item	
RECURSO TOTAL (MWh)	DESCONTO	4.500	...	4.500	1
RECURSO 1	50%	4.375	...	4.375	2
USINA 1	50%	-	...	-	3
RECURSO 2		4.500	...	4.500	4
USINA 2	50%	1.000	...	1.000	5
NOVO CONTRATO	50%	NC		NC	6
REQUISITO TOTAL (MWh)		10.000	...	10.000	7
VENDA 1	50%	6.000	...	6.000	8
SOBRAS/DÉFICITS (MWh)		-5.500	...	-5.500	9
LASTRO (MWh)		226	...	-637	10
DESCONTO (%)		44%	...	44%	11
R\$/MWh (COMPRA)		217,00	...	138,00	12
R\$/MWh (LIQUIDAÇÃO)		177,00	...	98,00	13
MAXIMO DISPONÍVEL/MÊS MWh PARA RECOMPOSIÇÃO (MM E %)		20.000	...	20.000	14

- Item 1: Soma de todos os recursos disponíveis (MWh);
- Item 2: Desconto associado e soma da média da geração dos últimos 12 meses, inclusive o mês atual, do recurso total proveniente da(s) usina(s) modelada(s) na comercializadora;
- Item 3: Desconto associado e recurso proveniente da(s) geração da(s) usina(s) modelada(s) na comercializadora;
- Item 4: Recurso total proveniente de contrato(s);
- Item 5: Desconto e recurso proveniente de contrato(s);
- Item 6: Desconto e recurso provenientes da contratação otimizada;
- Item 7: Requisito total proveniente da(s) venda(s);
- Item 8: Desconto e requisito provenientes da(s) venda(s);
- Item 9: Sobra(s) ou déficit(s);

- Item 10: Média da(s) sobra(s) ou déficit(s) dos últimos 12 meses;
- Item 11: Desconto final repassado;
- Item 12: Preço a ser utilizado para valorar a contratação otimizada;
- Item 13: Preço utilizado para a liquidação da(s) sobra(s) ou déficit(s);
- Item 14: Disponibilidade de energia no mercado.

Para o modelo serão aplicadas técnicas de programação não linear, devido ao fato de que as restrições não são lineares. E que, o resultado de contratação de um mês refletirá nos resultados dos próximos meses. É o caso da construção do lastro. Para tanto, a formulação matemática a seguir será baseado na Figura 4.1:

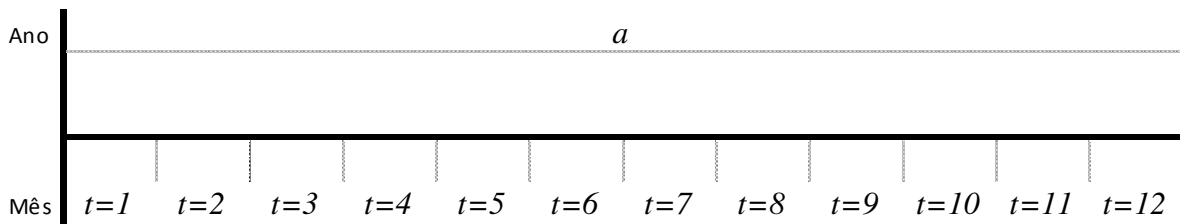


Figura 4.1: Descrição da abertura dos dados, ano (a) e mês (t).

Função Objetivo:

Maximizar:

$$Z = \sum_{t=1}^{12} CCEE_{t,a} \cdot PLD_{t,a} - \sum_{t=1}^{12} NC_{t,a} \cdot PCM_{t,a} \quad (1)$$

Para $t = 1 \dots 12$ de a

Sujeito a:

- $NC_{t,a} \geq 0$; Para $t = 1 \dots 12$ de a (2)
- $NC_{t,a} \leq DISPm_t$; Para $t = 1 \dots 12$ de a (3)
- $LAST_{t,a} \geq 0$; Para $t = 1 \dots 12$ de a (4)
- $LAST_{t,a} = \frac{\sum_{t=1}^{12} CCEE_{t,a-1} + \sum_{t=1}^{t-1} CCEE_{t,a}}{12}$; Para $t = 1 \dots 12$ de a (5)
- $LAST_{t,a} \geq Y$; Para $t = 12$ de a (6)
- $\%DESCrc_{t,a} \geq 50\%$; Para $t = 1 \dots 12$ de a (7)
- $CCEE_{t,a} = TOTRec_{t,a} - TOTReq_{t,a}$; Para $t = 1 \dots 12$ de a (8)
- $TOTRec_{t,a} = QTDcon_{t,a} + QTDum_{t,a} + NC_{t,a}$; Para $t = 1 \dots 12$ de a (9)
- $TOTReq_{t,a} = QTDven_{t,a}$; Para $t = 1 \dots 12$ de a (10)
- $GM_{t,a} = \frac{\sum_{t=t+1}^{12} G_{t,a-1} + \sum_{t=1}^t G_{t,a}}{12}$; Para $t = 1 \dots 11$ de a (11)
- $GM_{t,a} = \frac{\sum_{t=1}^{12} G_{t,a}}{12}$; Para $t = 12$ de a (12)
- $\%DESCrc_t = \frac{\%DESCcon_{t,a} \cdot QTDcon_{t,a} + \%DESCnc_{t,a} \cdot NC_{t,a} + GM_{t,a} \cdot \%DESCum_{t,a}}{MÁXIMO | QTDcon_{t,a} + NC_{t,a} + GM_{t,a} ; TOTReq_{t,a}|}$; Para $t = 1 \dots 12$ de a (13)

Onde:

- $\%DESCnc_{t,a}$ = Desconto adquirido em novo contrato (%); no mês t , no ano a ;
- $\%DESCrc_{t,a}$ = Desconto repassado pela comercializadora (%); no mês t , no ano a ;
- $\%DESCum_{t,a}$ = Desconto adquirido da usina modelada (%); no mês t , no ano a ;
- $\%DESCcon_{t,a}$ = Desconto adquirido do contrato (%); no mês t , no ano a ;
- $CCEE_{t,a}$ = Sobre(s) ou déficit(s) (MWh); no mês t , no ano a ;
- $DISPm_{t,a}$ = Disponibilidade mensal no mercado (MWh); no mês t , no ano a ;
- $G_{t,a}$ = Geração usina modelada na CCEE abaixo da comercializadora (MWh); no mês t , no ano a ;
- $GM_{t,a}$ = Geração média em 12 meses incluindo o mês atual da usina modelada na CCEE abaixo da comercializadora (MWh); no mês t , no ano a ;
- $LAST_{t,a}$ = Média móvel (MWh); no mês t , no ano a ;
- $NC_{t,a}$ = Quantidade do novo contrato (MWh); no mês t , no ano a ;

- $PCM_{t,a}$ = Preço de compra no mercado (R\$/MWh); no mês t, no ano a;
- $PLD_{t,a}$ = Preço de liquidação das diferenças (R\$/MWh); no mês t, no ano a;
- $QTDcon_{t,a}$ = Quantidade contratada (MWh); contratos no mês t, no ano a;
- $QTDum_{t,a}$ = Quantidade gerada (MWh); geração das usinas modeladas no mês t, no ano a;
- $QTDven_{t,a}$ = Quantidade vendida (MWh); no mês t, no ano a;
- $TOTReq_{t,a}$ = Soma de todas as vendas (MWh); no mês t, no ano a;
- $TOTRec_{t,a}$ = Soma de todos os recursos, contratos de compra, geração das usinas modeladas e do novo contrato (MWh);
- $Y_{t,a}$ = Definição ou meta de lastro para o último mês (MWh); no mês t, no ano a.

5 ANÁLISE DE CASOS E DADOS

Os cenários propostos partem de algumas informações em comum que foram descritas no capítulo 4, de metodologia, que são base para a comercialização de energia incentivada. Agora quantificada para o exemplo na comercialização de fonte incentivada com 50% de desconto:

- Para o recurso total de um ano, propõe-se 106.500,000 MWh divididos em:
 - 52.500,000 MWh como energia de usinas modeladas e com entrega de 7.500,000 MWh mensais de Abril a Outubro.
 - 54.000,000 MWh como energia proveniente de contratos bilaterais com entrega de 4.500,000 MWh mensais de Janeiro a Dezembro
 - Todas os recursos foram valorados a um preço médio de 110,00 R\$/MWh para o período.
- Para um requisito de 120.000,000 MWh anuais com entrega de 10.000,000 MWh mensais de Janeiro a Dezembro.
 - Todos os requisitos foram valorados a um preço médio de 140,00 R\$/MWh para o período.
- Para a precificação da energia liquidação das sobras e déficits, foram adotadas duas curvas de preços.
 - Uma para a liquidação das sobras que se baseia nas médias mensais do PLD SE/CO de Janeiro de 2008 a Setembro de 2013.
 - Outra para a compra dos déficits mensais, que se aplica 40R\$/MWh em cima da curva de liquidação das sobras mensais caso necessário.
- Lastro em Dezembro de mínimo zero (0,000 MWh).
- Disponibilidade de 415.000,000 MWh distribuídos no período.
 - 20.000,000 MWh em cada mês de Novembro a Março.
 - 45.000,000 MWh em cada mês da Abril a Outubro.

Assim tem-se como caso base um balanço anual característico da comercialização da fonte incentivada, com déficits de energia no período de Novembro a Março, leva-se a exposições no spot como na Figura 5.1

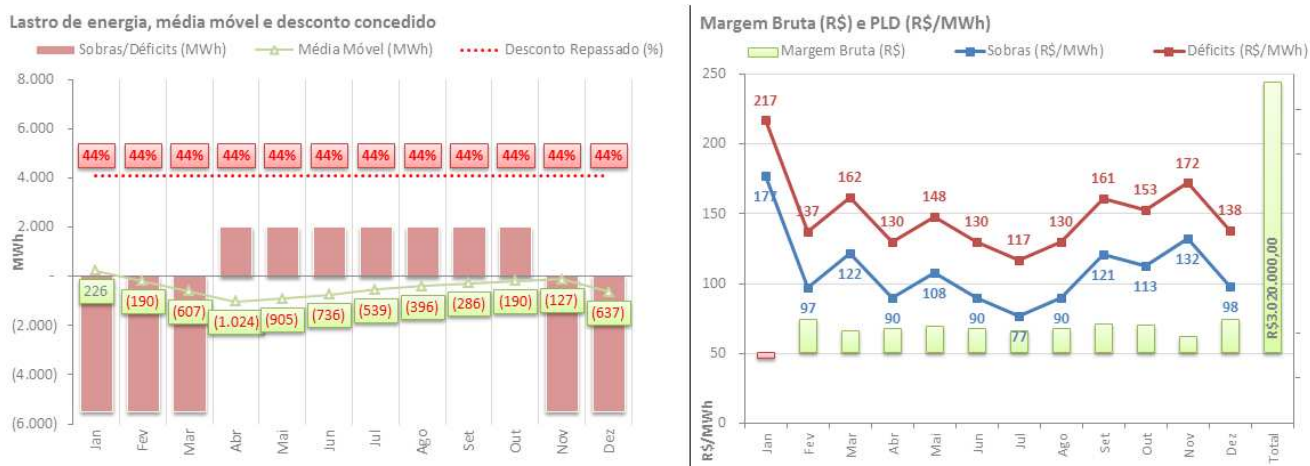


Figura 5.1: Caso Base, exposições na entre Novembro a Março, insuficiência no desconto repassado e margem bruta considerando estas exposições em torno de R\$ 3.020.000,00.

Caso haja a necessidade de cobertura de lastro e de desconto, que é o caso base (média móvel menor que zero e desconto repassado menor que 50%) o peso do PLD em determinados meses de exposição prejudica ainda mais a margem bruta, frente à obrigação de cobertura determinada pelas posições dos meses anteriores. Ao utilizar o modelo de otimização proposto, resultado na Figura 5.2, tem-se todas as condições atendidas (lastro e desconto) afetando o mínimo possível na margem bruta anual, caso as condições de preço, recurso e requisito permaneçam as mesmas.

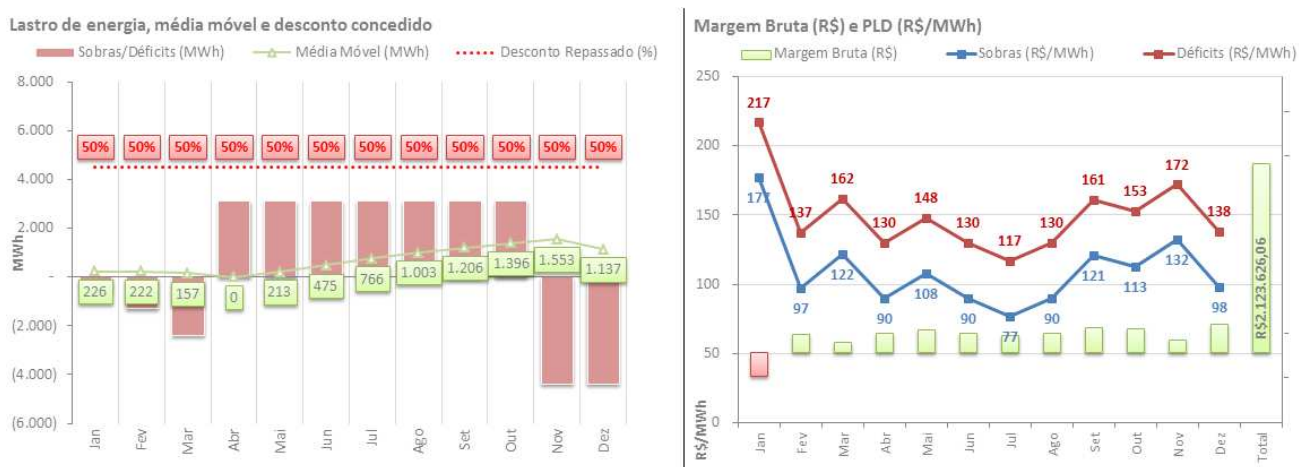


Figura 5.2: Caso otimizado, atendendo todas as restrições, a margem bruta passaria a novos valores de R\$ 2.123.626,06 (redução de R\$ 896.373,94).

Com estes dados (base e otimizado), constrói-se as bases comparativas para qualquer cenário proposto.

Partindo de algumas alterações nas condições de comercialização, possui-se três cenários complexos que tendem a destruir margem bruta ao longo de um ano de atividades comerciais (um ano no calendário civil). São eles:

- 1) Cenário 1: redução na disponibilidade de energia incentivada de Novembro a Março e criação de lastro para o próximo ano de 4.380,000 MWh (ou 0,5 MW Médios no ano). Corta-se pela metade o considerado no caso base (de 20.000,000 MWh para 10.000,000 MWh).
- 2) Cenário 2: uma oportunidade de venda no curto prazo em Janeiro a PLD + 50,00 R\$/MWh de 1.500,00 MWh.
- 3) Cenário 3: necessidade de lastro para início de uma estratégia comercial. No mínimo o dobro do resultado otimizado pela primeira vez ($1.137,000 \text{ MWh} \times 2 = 2.274,000 \text{ MWh}$).

6. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Partindo da solução para o primeiro cenário, a redução da disponibilidade não nos causa tantos problemas como a recomposição de lastro, adquirindo energia elétrica a curva adotada (PLD mensal acrescido de 40 R\$/MWh), Figura 6.1.

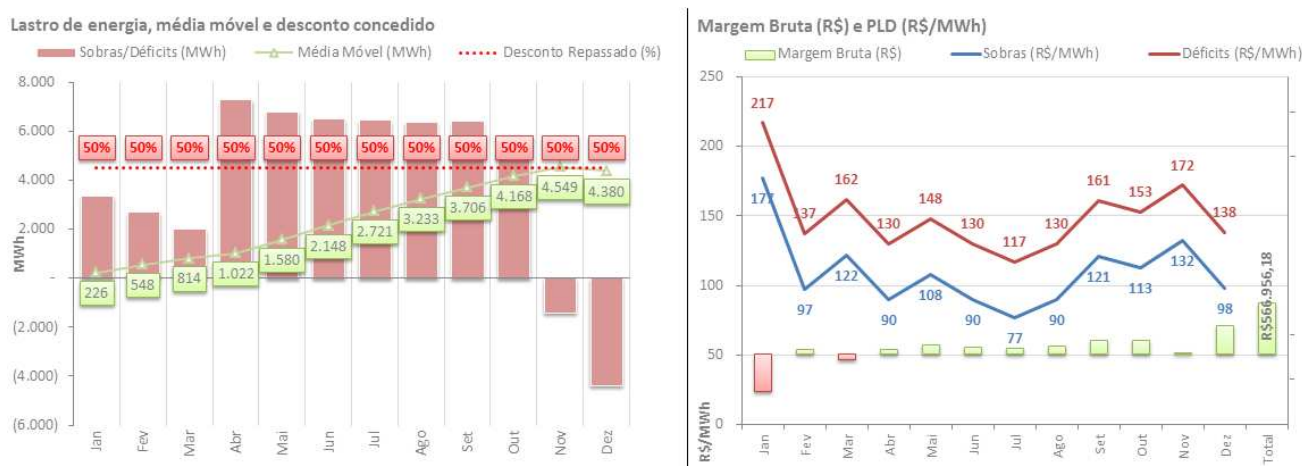


Figura 6.1: Cenário 1 , atendida todas as restrições, a margem bruta passaria a novos valores de R\$ 566.956,18.

A simulação realizada para o segundo cenário, demonstra que a venda no curto prazo em Janeiro a PLD acrescido de 50,00 R\$/MWh de 1.500,00 MWh torna-se insuficiente para gerar margem bruta somente pela negociação, Figura 6.2, novamente prejudicada pela recomposição de lastro que se torna muito onerosa ao passar dos meses.

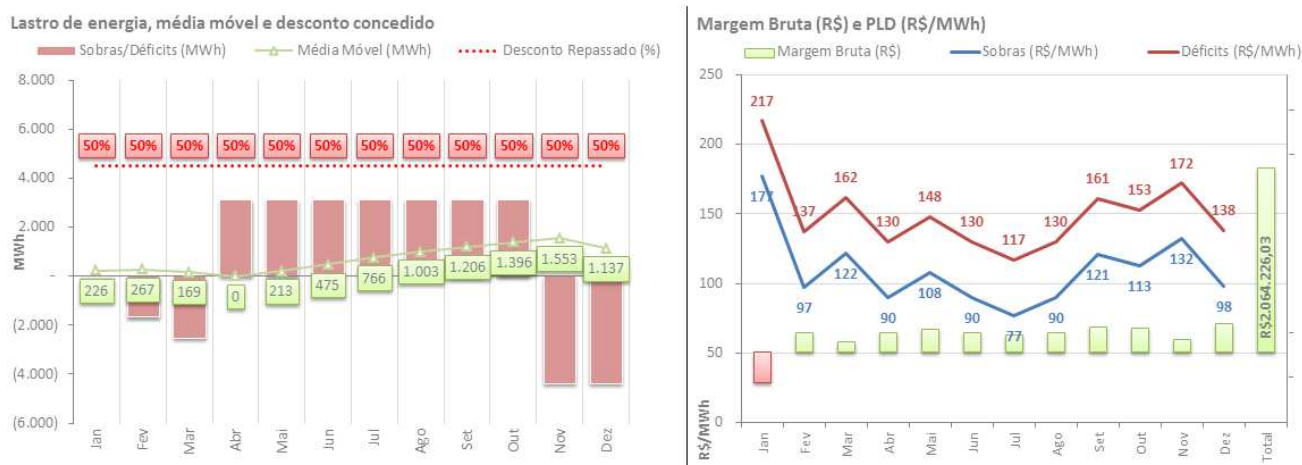


Figura 6.2: Cenário 2 , atendida todas as restrições, a margem bruta passaria a novos valores de R\$ 2.064.226,03 (próxima à situação original otimizada).

No ultimo caso estudado, terceiro cenário, aplicou-se em cima do caso base apenas as metas de lastro definidas no capítulo 5 ao final do período, Figura 6.3.

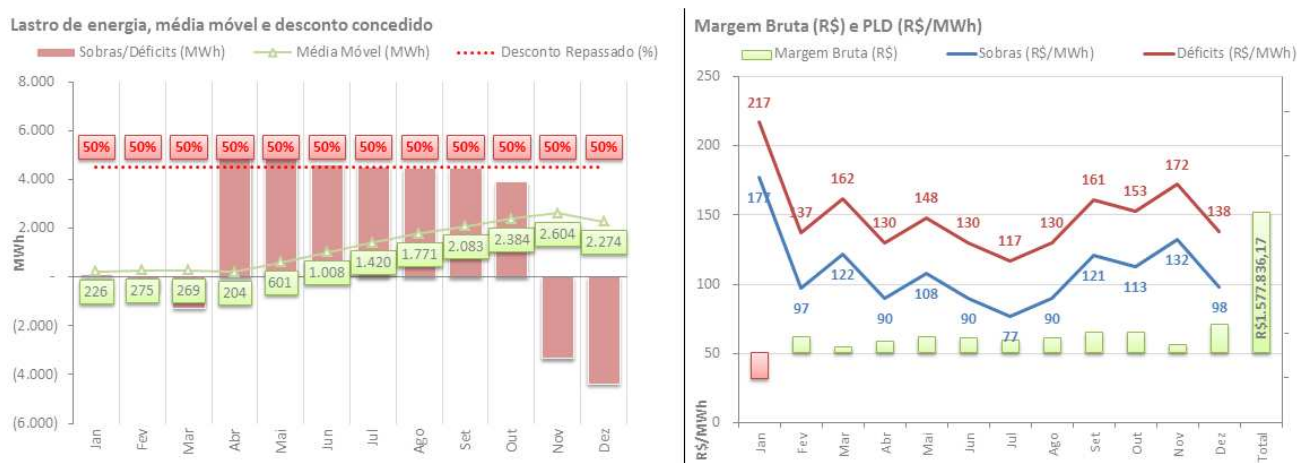


Figura 6.3: Cenário 3 , atendida novamente todas as restrições, a margem bruta passaria a novos valores de R\$ 1.577.836,17.

Identifica-se, porém de que não existe solução viável/disponível para a recuperação de desconto e lastro caso a disponibilidade seja menor que a necessidade observada, o que causaria certamente em penalidades e indenizações.

Identifica-se também, que a rentabilidade nestes cenários seria causada principalmente pelas negociações já fechadas, por novos contratos (compra ou venda) desvinculados do PLD e a necessidade mitigação das exposições negativas ao PLD a um preço inferior a este.

7. CONCLUSÕES, CONTRIBUIÇÕES E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS

A comercialização de energia incentivada esta em destaque no atual cenário econômico e energético do país. Cada vez mais, os agentes de geração e os comercializadores dessas fontes de energia precisam atentar às questões regulatórias para o negócio.

Os vendedores desse produto devem garantir aos compradores todos os benefícios dessa compra, além de toda a caracterização de sustentabilidade que não foi abordada neste trabalho e pode ser útil em uma eventual continuação.

Os geradores e comercializadores devem atentar também aos riscos, tais como disponibilidade total de capacidade de geração ou não, modelagem dos seus ativos no sistema, possíveis prejuízos e indenizações, disponibilidade de energia no período seco e úmido.

Com o objetivo de tornar o negócio mais lucrativo e sem surpresas, verifica-se que o conhecimento das regras junto com uma modelagem matemática é a maneira mais eficaz de garantir o retorno financeiro justo e esperado frente às regras de mercado sem comprometer a saúde financeira de um agente de mercado. SILVA (2009) em suas conclusões lembra a vital importância de uma visão ampliada do negócio para que seja possível antecipar a um setor energético em transformação.

As conclusões foram surgindo desde o início da modelagem, observa-se que, a energia incentivada é mais cara e escassa que a convencional, porém com número maior de possíveis “acessantes” e com margem melhor que a energia convencional.

Existem também desafios na disponibilidade dessa energia, que está sujeita principalmente ao período de safra de cada ano. Deve-se verificar também se o gerador produz o que vende e entrega o que produz, caso a geração seja vinculada contratualmente.

O atraso nas informações pertinentes ao resultado dos descontos, somente informado após contabilização da CCEE e sem informação prévia ao mercado, deve ser objeto de estudo de cenários e considerado em cláusula contratual de indenização.

Outras observações impactantes na visão das disponibilidades de recursos:

- Incerteza do preço de compra fora da safra, em grande parte por agentes com garantia física em risco, destaque para a possibilidade de inserção de uma fonte de maior desconto para manter o desconto contratado de energia, exemplo com 100% dentro de um portfólio de 50%.

Quanto aos requisitos ou vendas, ficam as seguintes observações de mercado e preço:

- As vendas são realizadas durante todo o ano, diferente da geração de biomassa;
- Garimpagem desses clientes, pois possuem menor expressão no mercado e necessitam de informações e de preços viáveis e condizentes às suas despesas.

Uma fonte de energia é renovável e assim definida quando não é possível estabelecer um fim temporal para a sua utilização ou seu esgotamento, que é o caso do calor emitido pelo sol, da existência do vento, das marés ou dos cursos de água e de produção de biomassas. As energias renováveis são virtualmente inesgotáveis, mas limitadas em termos da quantidade de energia que é possível extrair em cada momento. A vantagem resultante da sua utilização e a viabilização da comercialização dessas fontes é que elas consistem no fato de não serem poluentes e poderem ser exploradas localmente (produção e consumo). A única desvantagem vem da biomassa, uma vez que, há queima de resíduos orgânicos para obter-se energia, o que origina gases poluentes.

Uma exploração local contribui para reduzir a necessidade de importação de energia, gastos com mais distribuição, transporte e operação.

Em geral, as fontes renováveis de energia ainda são subutilizadas devido aos custos de instalação e adaptação dos empreendimentos, mas, ainda assim, essas fontes surgem como uma alternativa ou complemento às convencionais.

Para finalizar, a penalidade e/ou as penalidades de forma consequente tornam o negócio da comercialização inviável ou com efeito moral arriscado através da repercussão negativa no mercado, pois não existe contraparte interessada em comprar energia de uma empresa que não cumpre o contrato, tampouco as regras vigentes. Assim, prejudica-se todo um futuro portfólio de negociações.

Deixa-se aqui registrada a possibilidade de coexistir também a valoração das penalidades, indenizações. Além disso, a criação de cenários estocásticos de preços por meio da análise da viabilidade para decidir o quão vantajoso seria a incidência deste e de outros custos a fim de maximizar os resultados finais. Tudo isso desde que haja a formulação necessária, o que tornaria o modelo muito mais competitivo no mercado, apesar de não apontar corretamente ao regulador a expansão necessária do sistema.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **“BIG – Banco de Informações de Geração”**, disponível em: <http://www.aneel.org.br>, online. Acesso em 20 de Novembro de 2012.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **“Atlas de Energia Elétrica do Brasil”**, 3ª edição. Brasília – 2008.

Bajay, Sergio V. – **“Uso da Biomassa para a Produção de Energia na Indústria Brasileira”**, editora UNICAMP. Campinas – 2005.

Castro, Roberto – **“Análise de Decisões Sobre Incertezas para Investimentos e Comercialização de Energia Elétrica no Brasil”**, tese de doutorado/FEEC UNICAMP. Campinas – 2004.

Castro, Nivalde de – **“Oportunidades de Comercialização de Bioeletricidade no Sistema Elétrico Brasileiro”**, grupo de estudos do setor elétrico/GESEL UFRJ. Outubro de 2009.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, **“Regras de Comercialização /PDCs – Procedimento de comercialização”**, disponível em: <http://www.ccee.org.br>, online. Acesso em 20 de Fevereiro de 2013.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, **“Visão Geral das Operações na CCEE”**. São Paulo – 2011.

Cortez, Luiz Augusto Barbosa – **“Biomassa para Energia”**, editora Unicamp. Campinas – 2008.

CTEE – Centro de Treinamento e Estudos em Energia/Grupo Canal Energia, **“Gerência de Riscos em Comercialização de Energia”**. São Paulo – 2012.

CT-UFRJ – Centro de Tecnologia da Universidade federal do Rio de Janeiro, **“Eólicas e Aerogeradores”**, disponível em: <http://www.ct.ufrj.br/biblioteca>, online. Acesso em 31 de dezembro de 2012.

Duke Energy Corporation, **“The Energy Desk Book”**, Duke Energy Power Services.

Charlotte – 1999.

Duke Energy Trading Brasil, **“Dicionário Prático de Energia Elétrica”**, Duke Energy Power Services. São Paulo – 2002.

Duke Energy Trading Brasil, **“Guia do Cliente Livre”**, Pancrom Indústria Gráfica. São Paulo – 2006.

Ribeiro, E. B. – **“As Novas Regras de Comercialização para Consumidores Especiais e Implicações na Gestão de Contratos”**, para o 13º Encontro Regional Libero americano de CIGRÉ. Maio de 2009.

Felizatti, Henrique Leme – **“Teoria de Derivativos Aplicada ao Mercado de energia Elétrica Brasileiro: Avaliação e Gestão de Risco de Contratos Contendo Flexibilidades”**, dissertação de mestrado/UNICAMP IMECC. Campinas – 2008.

Fontis Energia, **“UTES”**, disponível em: <http://www.fontisenergia.com.br>, online. Acesso em 11 de Fevereiro de 2013.

G1 – Portal de notícias da Globo, **“Primeira Usina Solar do Estado de SP Começa a Funcionar em Campinas”**, disponível em: <http://g1.globo.com/sp/campinas-regiao>, online. Acesso em 27 de Novembro de 2012.

IEA – International Energy Agency – **“World Energy Outlook 2012 / Renewable Energy Outlook”**. Paris – 2012.

Informa Economics FNP South America/ Consultoria em agronegócios, **“Panorama Mundial de Etanol”**, disponível em: www.informaecon-fnp.com, online. Acesso em 17 de Outubro de 2011.

Lindo Systems Inc, **“Lingo – The Modeling Language and Optimizer”**. Chicago – 2013.

Melo, Elbia – **“The Design and Regulation of Brazilian Energy Market for Alternative Electricity Sources”**, para a IAEE – International Association for Energy Economics. Junho de 2011.

Pedrosa, Paulo – **“Desafios da Regulação do Setor Elétrico, Modicidade Tarifária e Atração de Investimentos”**. Brasília – 2005.

Ralston, F e Granville, S – **“Risk Constrained Contracting Strategies of Renewable Portfólios”**. em IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers. Rio de Janeiro – 2010.

Silva, Ana Lucia Rodrigues da – **“Marketing Energético: Estratégias Competitivas na Energia”**, editora Synergia. Rio de Janeiro – 2009.

Street, A e Barroso, L. – **“Risk Constrained Portfolio Selection of Renewable Sources in Hydrothermal Electricity Markets”**, em IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers. Rio de Janeiro – 2009.

Tolmasquim, Mauricio Tiomno – **“Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro”**, editora Synergia. Brasília – 2011.

WWEA – World Wind Energy Association, **“Half-year Report”**, disponível em: <http://www.wwindea.org>, online. Acesso em 5 de Março de 2012.

WWF – World Wide Fund for Nature, **“Solar PV Atlas: Solar Power in Harmony with Nature”**. Gland – 2012

Zanfalice, Fabio Rogério – **“Estratégia de Contratação Ótima na Comercialização de Energia Elétrica”**, dissertação de mestrado/UNICAMP FEM. Campinas – 2007.

9. APÊNDICE

O exemplo a seguir demonstra a linguagem utilizada no LINGO para a aferição dos resultados, demonstrada na otimização do caso base.

```
!Definição dos conjuntos;
SETS:
Usina /1..5/:                               Desc_Us;
Contratos /1..5/:                           Desc_Con;
aux /1..24/;
mes /1..24/:                               Lastro, S_D, Req, Rec, Disp_merc,
P_C, P_V, Compra, Desc;

Link2(Usina,mes):                           En_us;
Link3(Contratos,mes):                       En_Con;
endsets

!Calculo do lastro;
@for(mes(m) : @free(Lastro(m)));
@for(mes(m) | m#GE#13: Lastro(m) = @sum(aux(n) | n#GE#(m-12) #AND# n#LE#(m-
1): S_D(n)) / 12);

!Calculo do Recurso;
@for(mes(m) : Rec(m) = @sum(usina(u) : En_us(u,m)) +
@sum(contratos(u) : En_Con(u,m)) + Compra(m));

!Calculo das Sobras e Déficits;
@for(mes(m) : @free(S_D(m)));
@for(mes(m) : S_D(m) = Rec(m) - Req(m));

!Calculo do desconto;
@for(mes(m) | m#GE#13: Desc(m) = ( (@sum(usina(u) : @sum(aux(n) | n#GE#(m-
12) #AND# n#LE#(m-
1): en_us(u,n)) / 12 * Desc_us(u)) + @sum(contratos(u) : En_Con(u,m) * Desc_Con(u)) + C
ompra(m) * Desc_Comp) / @smax(( @sum(usina(u) : @sum(aux(n) | n#GE#(m-
11) #AND# n#LE#(m) : en_us(u,n)) / 12) + @sum(contratos(u) : En_Con(u,m)) + Compra(m)
, req(m))));

!Função Objetivo;
max = (@sum(mes(m) | m#GE#13: S_D(m) * P_V(m) - Compra(m) * P_C(m)));

!Restrições;
@for(mes(m) : Lastro(m) >= 0);
@for(mes(m) : Compra(m) <= Disp_merc(m));
@for(mes(m) : Compra(m) >= 0);
@for(mes(m) : Desc(m) >= 0.5);
Lastro(24) >= Meta;

!Informações Disponíveis: Meta de Lastro, Requisito Mensal, Preço de compra
no SPOT, Preço de liquidação das Sobras, Disponibilidade de energia no
mercado,
Energia das Usinas, Energia dos contratos, Desconto das Usinas, Desconto
dos Contratos, Desconto da Compra otimizada;
data:

Meta = 0;
```

```
Req= 10000 10000 10000 10000 10000 11000 11000 11000 11000 11000 11000
11000 10000 10000 10000 10000 10000 10000 10000 10000 10000 10000 10000
10000;
```

```
P_C= 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 217 137 162 130 148 130 117 130 161 153 172
138;
```

```
P_V= 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 177 97 122 90 108 90 77 90 121 113 132 98;
```

```
Disp_Merc= 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 20000 20000 20000 45000 45000 45000
45000 45000 45000 45000 20000 20000;
```

```
EN_US=
0 0 0 1500 1500 1500 1500 1500 1500 1500 1500 0 0 0 0 0 1500 1500 1500 1500 1500
1500 1500 0 0
0 0 0 1500 1500 1500 1500 1500 1500 1500 1500 0 0 0 0 0 1500 1500 1500 1500 1500
1500 1500 0 0
0 0 0 1500 1500 1500 1500 1500 1500 1500 1500 0 0 0 0 0 1500 1500 1500 1500 1500
1500 1500 0 0
0 0 0 1500 1500 1500 1500 1500 1500 1500 1500 0 0 0 0 0 1500 1500 1500 1500 1500
1500 1500 0 0
0 0 0 1500 1500 1500 1500 1500 1500 1500 1500 0 0 0 0 0 1500 1500 1500 1500 1500
1500 1500 0 0;
```

```
EN_Cont=
1600 1600 1600 1600 1600 1600 1600 1600 1600 1600 1600 1600 1600 1000 1000 1000
1000 1000 1000 1000 1000 1000 1000 1000 1000
1975 1975 1975 368.587296077751 219.655172413793 382.10586881473
546.48260955001 645.782616149494 686.075080115977 786.605674342105
2503.89221556886 2439.72602739726 1000 1000 1000 1000 1000 1000 1000 1000
1000 1000 1000 1000
1975 1975 1975 368.587296077751 219.655172413793 382.10586881473
546.48260955001 645.782616149494 686.075080115977 786.605674342105
2503.89221556886 2439.72602739726 1000 1000 1000 1000 1000 1000 1000 1000
1000 1000 1000 1000
1975 1975 1975 368.587296077751 219.655172413793 382.10586881473
546.48260955001 645.782616149494 686.075080115977 786.605674342105
2503.89221556886 2439.72602739726 1000 1000 1000 1000 1000 1000 1000 1000
1000 1000 1000 1000
1975 1975 1975 368.587296077751 219.655172413793 382.10586881473
546.48260955001 645.782616149494 686.075080115977 786.605674342105
2503.89221556886 2439.72602739726 500 500 500 500 500 500 500 500 500 500
500 500 ;
```

```
Desc_us= 0.5 0.5 0.5 0.5 0.5 ;
```

```
Desc_Con= 0.5 0.5 0.5 0.5 0.5 ;
```

```
Desc_Comp= 0.5;
```

```
enddata
```

Assim os resultados obtidos através do LINGO, desconsidera-se a margem obtida entre a receita das vendas e pelas despesas com as compras, seria de –R\$ 2.961.369,00. Este valor pouco melhor que o “*Solver*” do Microsoft Excel 2010, que foi de –R\$ 2.961.373,94 (cerca de R\$ 4,94 para o período) como observado a seguir.

Global optimal solution found.

Objective value:

-2961369.

Total solver iterations:

41

Variable	Value	Reduced Cost
DESC_COMP	0.5000000	0.000000
META	0.000000	0.000000
DESC_US(1)	0.5000000	0.000000
DESC_US(2)	0.5000000	0.000000
DESC_US(3)	0.5000000	0.000000
DESC_US(4)	0.5000000	0.000000
DESC_US(5)	0.5000000	0.000000
DESC_CON(1)	0.5000000	0.000000
DESC_CON(2)	0.5000000	0.000000
DESC_CON(3)	0.5000000	0.000000
DESC_CON(4)	0.5000000	0.000000
DESC_CON(5)	0.5000000	0.000000
LASTRO(1)	0.000000	0.000000
LASTRO(2)	0.000000	0.000000
LASTRO(3)	0.000000	0.000000
LASTRO(4)	0.000000	0.000000
LASTRO(5)	0.000000	0.000000
LASTRO(6)	0.000000	0.000000
LASTRO(7)	0.000000	0.000000
LASTRO(8)	0.000000	0.000000
LASTRO(9)	0.000000	0.000000
LASTRO(10)	0.000000	0.000000
LASTRO(11)	0.000000	0.000000
LASTRO(12)	0.000000	0.000000
LASTRO(13)	226.3042	0.000000
LASTRO(14)	288.5069	0.000000
LASTRO(15)	240.7933	0.000000
LASTRO(16)	0.000000	0.000000
LASTRO(17)	212.5528	0.000000
LASTRO(18)	474.7496	0.000000
LASTRO(19)	766.1296	0.000000
LASTRO(20)	1002.717	0.000000
LASTRO(21)	1206.205	0.000000
LASTRO(22)	1396.262	0.000000
LASTRO(23)	1552.809	0.000000
LASTRO(24)	1136.927	0.000000
S_D(1)	-500.0000	0.000000
S_D(2)	-500.0000	0.000000
S_D(3)	-500.0000	0.000000

S_D(4)	574.3492	0.000000
S_D(5)	-21.37931	0.000000
S_D(6)	-371.5765	0.000000
S_D(7)	285.9304	0.000000
S_D(8)	683.1305	0.000000
S_D(9)	844.3003	0.000000
S_D(10)	1246.423	0.000000
S_D(11)	615.5689	0.000000
S_D(12)	358.9041	0.000000
S_D(13)	246.4326	0.000000
S_D(14)	-1072.563	0.000000
S_D(15)	-3389.520	0.000000
S_D(16)	3124.983	0.000000
S_D(17)	3124.983	0.000000
S_D(18)	3124.983	0.000000
S_D(19)	3124.983	0.000000
S_D(20)	3124.983	0.000000
S_D(21)	3124.983	0.000000
S_D(22)	3124.983	0.000000
S_D(23)	-4375.004	0.000000
S_D(24)	-4375.000	0.000000
REQ(1)	10000.00	0.000000
REQ(2)	10000.00	0.000000
REQ(3)	10000.00	0.000000
REQ(4)	10000.00	0.000000
REQ(5)	10000.00	0.000000
REQ(6)	11000.00	0.000000
REQ(7)	11000.00	0.000000
REQ(8)	11000.00	0.000000
REQ(9)	11000.00	0.000000
REQ(10)	11000.00	0.000000
REQ(11)	11000.00	0.000000
REQ(12)	11000.00	0.000000
REQ(13)	10000.00	0.000000
REQ(14)	10000.00	0.000000
REQ(15)	10000.00	0.000000
REQ(16)	10000.00	0.000000
REQ(17)	10000.00	0.000000
REQ(18)	10000.00	0.000000
REQ(19)	10000.00	0.000000
REQ(20)	10000.00	0.000000
REQ(21)	10000.00	0.000000
REQ(22)	10000.00	0.000000
REQ(23)	10000.00	0.000000
REQ(24)	10000.00	0.000000
REC(1)	9500.000	0.000000
REC(2)	9500.000	0.000000
REC(3)	9500.000	0.000000
REC(4)	10574.35	0.000000
REC(5)	9978.621	0.000000
REC(6)	10628.42	0.000000
REC(7)	11285.93	0.000000
REC(8)	11683.13	0.000000

REC(9)	11844.30	0.000000
REC(10)	12246.42	0.000000
REC(11)	11615.57	0.000000
REC(12)	11358.90	0.000000
REC(13)	10246.43	0.000000
REC(14)	8927.437	0.000000
REC(15)	6610.480	0.000000
REC(16)	13124.98	0.000000
REC(17)	13124.98	0.000000
REC(18)	13124.98	0.000000
REC(19)	13124.98	0.000000
REC(20)	13124.98	0.000000
REC(21)	13124.98	0.000000
REC(22)	13124.98	0.000000
REC(23)	5624.996	0.000000
REC(24)	5625.000	0.000000
DISP_MERC(1)	0.000000	0.000000
DISP_MERC(2)	0.000000	0.000000
DISP_MERC(3)	0.000000	0.000000
DISP_MERC(4)	0.000000	0.000000
DISP_MERC(5)	0.000000	0.000000
DISP_MERC(6)	0.000000	0.000000
DISP_MERC(7)	0.000000	0.000000
DISP_MERC(8)	0.000000	0.000000
DISP_MERC(9)	0.000000	0.000000
DISP_MERC(10)	0.000000	0.000000
DISP_MERC(11)	0.000000	0.000000
DISP_MERC(12)	0.000000	0.000000
DISP_MERC(13)	20000.00	0.000000
DISP_MERC(14)	20000.00	0.000000
DISP_MERC(15)	20000.00	0.000000
DISP_MERC(16)	45000.00	0.000000
DISP_MERC(17)	45000.00	0.000000
DISP_MERC(18)	45000.00	0.000000
DISP_MERC(19)	45000.00	0.000000
DISP_MERC(20)	45000.00	0.000000
DISP_MERC(21)	45000.00	0.000000
DISP_MERC(22)	45000.00	0.000000
DISP_MERC(23)	20000.00	0.000000
DISP_MERC(24)	20000.00	0.000000
P_C(1)	0.000000	0.000000
P_C(2)	0.000000	0.000000
P_C(3)	0.000000	0.000000
P_C(4)	0.000000	0.000000
P_C(5)	0.000000	0.000000
P_C(6)	0.000000	0.000000
P_C(7)	0.000000	0.000000
P_C(8)	0.000000	0.000000
P_C(9)	0.000000	0.000000
P_C(10)	0.000000	0.000000
P_C(11)	0.000000	0.000000
P_C(12)	0.000000	0.000000
P_C(13)	217.0000	0.000000

P_C(14)	137.0000	0.000000
P_C(15)	162.0000	0.000000
P_C(16)	130.0000	0.000000
P_C(17)	148.0000	0.000000
P_C(18)	130.0000	0.000000
P_C(19)	117.0000	0.000000
P_C(20)	130.0000	0.000000
P_C(21)	161.0000	0.000000
P_C(22)	153.0000	0.000000
P_C(23)	172.0000	0.000000
P_C(24)	138.0000	0.000000
P_V(1)	0.000000	0.000000
P_V(2)	0.000000	0.000000
P_V(3)	0.000000	0.000000
P_V(4)	0.000000	0.000000
P_V(5)	0.000000	0.000000
P_V(6)	0.000000	0.000000
P_V(7)	0.000000	0.000000
P_V(8)	0.000000	0.000000
P_V(9)	0.000000	0.000000
P_V(10)	0.000000	0.000000
P_V(11)	0.000000	0.000000
P_V(12)	0.000000	0.000000
P_V(13)	177.0000	0.000000
P_V(14)	97.00000	0.000000
P_V(15)	122.0000	0.000000
P_V(16)	90.00000	0.000000
P_V(17)	108.0000	0.000000
P_V(18)	90.00000	0.000000
P_V(19)	77.00000	0.000000
P_V(20)	90.00000	0.000000
P_V(21)	121.0000	0.000000
P_V(22)	113.0000	0.000000
P_V(23)	132.0000	0.000000
P_V(24)	98.00000	0.000000
COMPRA(1)	0.000000	0.000000
COMPRA(2)	0.000000	0.000000
COMPRA(3)	0.000000	0.000000
COMPRA(4)	0.000000	0.000000
COMPRA(5)	0.000000	0.000000
COMPRA(6)	0.000000	0.000000
COMPRA(7)	0.000000	0.000000
COMPRA(8)	0.000000	0.000000
COMPRA(9)	0.000000	0.000000
COMPRA(10)	0.000000	0.000000
COMPRA(11)	0.000000	0.000000
COMPRA(12)	0.000000	0.000000
COMPRA(13)	5746.433	0.000000
COMPRA(14)	4427.437	0.000000
COMPRA(15)	2110.480	0.000000
COMPRA(16)	1124.983	0.000000
COMPRA(17)	1124.983	0.000000
COMPRA(18)	1124.983	0.000000

COMPRA (19)	1124.983	0.000000
COMPRA (20)	1124.983	0.000000
COMPRA (21)	1124.983	0.000000
COMPRA (22)	1124.983	0.000000
COMPRA (23)	1124.996	0.000000
COMPRA (24)	1125.000	0.000000
DESC (1)	0.5000000	0.000000
DESC (2)	0.5000000	0.000000
DESC (3)	0.5000000	0.000000
DESC (4)	0.5000000	0.000000
DESC (5)	0.5000000	0.000000
DESC (6)	0.5000000	0.000000
DESC (7)	0.5000000	0.000000
DESC (8)	0.5000000	0.000000
DESC (9)	0.5000000	0.000000
DESC (10)	0.5000000	0.000000
DESC (11)	0.5000000	0.000000
DESC (12)	0.5000000	0.000000
DESC (13)	0.5000000	0.000000
DESC (14)	0.5000000	0.000000
DESC (15)	0.5000000	0.000000
DESC (16)	0.5000000	0.000000
DESC (17)	0.5000000	0.000000
DESC (18)	0.5000000	0.000000
DESC (19)	0.5000000	0.000000
DESC (20)	0.5000000	0.000000
DESC (21)	0.5000000	0.000000
DESC (22)	0.5000000	0.000000
DESC (23)	0.5000000	0.000000
DESC (24)	0.5000000	0.000000
EN_US (1, 1)	0.000000	0.000000
EN_US (1, 2)	0.000000	0.000000
EN_US (1, 3)	0.000000	0.000000
EN_US (1, 4)	1500.000	0.000000
EN_US (1, 5)	1500.000	0.000000
EN_US (1, 6)	1500.000	0.000000
EN_US (1, 7)	1500.000	0.000000
EN_US (1, 8)	1500.000	0.000000
EN_US (1, 9)	1500.000	0.000000
EN_US (1, 10)	1500.000	0.000000
EN_US (1, 11)	0.000000	0.000000
EN_US (1, 12)	0.000000	0.000000
EN_US (1, 13)	0.000000	0.000000
EN_US (1, 14)	0.000000	0.000000
EN_US (1, 15)	0.000000	0.000000
EN_US (1, 16)	1500.000	0.000000
EN_US (1, 17)	1500.000	0.000000
EN_US (1, 18)	1500.000	0.000000
EN_US (1, 19)	1500.000	0.000000
EN_US (1, 20)	1500.000	0.000000
EN_US (1, 21)	1500.000	0.000000
EN_US (1, 22)	1500.000	0.000000
EN_US (1, 23)	0.000000	0.000000

EN_US(1, 24)	0.000000	0.000000
EN_US(2, 1)	0.000000	0.000000
EN_US(2, 2)	0.000000	0.000000
EN_US(2, 3)	0.000000	0.000000
EN_US(2, 4)	1500.000	0.000000
EN_US(2, 5)	1500.000	0.000000
EN_US(2, 6)	1500.000	0.000000
EN_US(2, 7)	1500.000	0.000000
EN_US(2, 8)	1500.000	0.000000
EN_US(2, 9)	1500.000	0.000000
EN_US(2, 10)	1500.000	0.000000
EN_US(2, 11)	0.000000	0.000000
EN_US(2, 12)	0.000000	0.000000
EN_US(2, 13)	0.000000	0.000000
EN_US(2, 14)	0.000000	0.000000
EN_US(2, 15)	0.000000	0.000000
EN_US(2, 16)	1500.000	0.000000
EN_US(2, 17)	1500.000	0.000000
EN_US(2, 18)	1500.000	0.000000
EN_US(2, 19)	1500.000	0.000000
EN_US(2, 20)	1500.000	0.000000
EN_US(2, 21)	1500.000	0.000000
EN_US(2, 22)	1500.000	0.000000
EN_US(2, 23)	0.000000	0.000000
EN_US(2, 24)	0.000000	0.000000
EN_US(3, 1)	0.000000	0.000000
EN_US(3, 2)	0.000000	0.000000
EN_US(3, 3)	0.000000	0.000000
EN_US(3, 4)	1500.000	0.000000
EN_US(3, 5)	1500.000	0.000000
EN_US(3, 6)	1500.000	0.000000
EN_US(3, 7)	1500.000	0.000000
EN_US(3, 8)	1500.000	0.000000
EN_US(3, 9)	1500.000	0.000000
EN_US(3, 10)	1500.000	0.000000
EN_US(3, 11)	0.000000	0.000000
EN_US(3, 12)	0.000000	0.000000
EN_US(3, 13)	0.000000	0.000000
EN_US(3, 14)	0.000000	0.000000
EN_US(3, 15)	0.000000	0.000000
EN_US(3, 16)	1500.000	0.000000
EN_US(3, 17)	1500.000	0.000000
EN_US(3, 18)	1500.000	0.000000
EN_US(3, 19)	1500.000	0.000000
EN_US(3, 20)	1500.000	0.000000
EN_US(3, 21)	1500.000	0.000000
EN_US(3, 22)	1500.000	0.000000
EN_US(3, 23)	0.000000	0.000000
EN_US(3, 24)	0.000000	0.000000
EN_US(4, 1)	0.000000	0.000000
EN_US(4, 2)	0.000000	0.000000
EN_US(4, 3)	0.000000	0.000000
EN_US(4, 4)	1500.000	0.000000

EN_US(4, 5)	1500.000	0.000000
EN_US(4, 6)	1500.000	0.000000
EN_US(4, 7)	1500.000	0.000000
EN_US(4, 8)	1500.000	0.000000
EN_US(4, 9)	1500.000	0.000000
EN_US(4, 10)	1500.000	0.000000
EN_US(4, 11)	0.000000	0.000000
EN_US(4, 12)	0.000000	0.000000
EN_US(4, 13)	0.000000	0.000000
EN_US(4, 14)	0.000000	0.000000
EN_US(4, 15)	0.000000	0.000000
EN_US(4, 16)	1500.000	0.000000
EN_US(4, 17)	1500.000	0.000000
EN_US(4, 18)	1500.000	0.000000
EN_US(4, 19)	1500.000	0.000000
EN_US(4, 20)	1500.000	0.000000
EN_US(4, 21)	1500.000	0.000000
EN_US(4, 22)	1500.000	0.000000
EN_US(4, 23)	0.000000	0.000000
EN_US(4, 24)	0.000000	0.000000
EN_US(5, 1)	0.000000	0.000000
EN_US(5, 2)	0.000000	0.000000
EN_US(5, 3)	0.000000	0.000000
EN_US(5, 4)	1500.000	0.000000
EN_US(5, 5)	1500.000	0.000000
EN_US(5, 6)	1500.000	0.000000
EN_US(5, 7)	1500.000	0.000000
EN_US(5, 8)	1500.000	0.000000
EN_US(5, 9)	1500.000	0.000000
EN_US(5, 10)	1500.000	0.000000
EN_US(5, 11)	0.000000	0.000000
EN_US(5, 12)	0.000000	0.000000
EN_US(5, 13)	0.000000	0.000000
EN_US(5, 14)	0.000000	0.000000
EN_US(5, 15)	0.000000	0.000000
EN_US(5, 16)	1500.000	0.000000
EN_US(5, 17)	1500.000	0.000000
EN_US(5, 18)	1500.000	0.000000
EN_US(5, 19)	1500.000	0.000000
EN_US(5, 20)	1500.000	0.000000
EN_US(5, 21)	1500.000	0.000000
EN_US(5, 22)	1500.000	0.000000
EN_US(5, 23)	0.000000	0.000000
EN_US(5, 24)	0.000000	0.000000
EN_CONT(1, 1)	1600.000	0.000000
EN_CONT(1, 2)	1600.000	0.000000
EN_CONT(1, 3)	1600.000	0.000000
EN_CONT(1, 4)	1600.000	0.000000
EN_CONT(1, 5)	1600.000	0.000000
EN_CONT(1, 6)	1600.000	0.000000
EN_CONT(1, 7)	1600.000	0.000000
EN_CONT(1, 8)	1600.000	0.000000
EN_CONT(1, 9)	1600.000	0.000000

EN_CONT(1, 10)	1600.000	0.000000
EN_CONT(1, 11)	1600.000	0.000000
EN_CONT(1, 12)	1600.000	0.000000
EN_CONT(1, 13)	1000.000	0.000000
EN_CONT(1, 14)	1000.000	0.000000
EN_CONT(1, 15)	1000.000	0.000000
EN_CONT(1, 16)	1000.000	0.000000
EN_CONT(1, 17)	1000.000	0.000000
EN_CONT(1, 18)	1000.000	0.000000
EN_CONT(1, 19)	1000.000	0.000000
EN_CONT(1, 20)	1000.000	0.000000
EN_CONT(1, 21)	1000.000	0.000000
EN_CONT(1, 22)	1000.000	0.000000
EN_CONT(1, 23)	1000.000	0.000000
EN_CONT(1, 24)	1000.000	0.000000
EN_CONT(2, 1)	1975.000	0.000000
EN_CONT(2, 2)	1975.000	0.000000
EN_CONT(2, 3)	1975.000	0.000000
EN_CONT(2, 4)	368.5873	0.000000
EN_CONT(2, 5)	219.6552	0.000000
EN_CONT(2, 6)	382.1059	0.000000
EN_CONT(2, 7)	546.4826	0.000000
EN_CONT(2, 8)	645.7826	0.000000
EN_CONT(2, 9)	686.0751	0.000000
EN_CONT(2, 10)	786.6057	0.000000
EN_CONT(2, 11)	2503.892	0.000000
EN_CONT(2, 12)	2439.726	0.000000
EN_CONT(2, 13)	1000.000	0.000000
EN_CONT(2, 14)	1000.000	0.000000
EN_CONT(2, 15)	1000.000	0.000000
EN_CONT(2, 16)	1000.000	0.000000
EN_CONT(2, 17)	1000.000	0.000000
EN_CONT(2, 18)	1000.000	0.000000
EN_CONT(2, 19)	1000.000	0.000000
EN_CONT(2, 20)	1000.000	0.000000
EN_CONT(2, 21)	1000.000	0.000000
EN_CONT(2, 22)	1000.000	0.000000
EN_CONT(2, 23)	1000.000	0.000000
EN_CONT(2, 24)	1000.000	0.000000
EN_CONT(3, 1)	1975.000	0.000000
EN_CONT(3, 2)	1975.000	0.000000
EN_CONT(3, 3)	1975.000	0.000000
EN_CONT(3, 4)	368.5873	0.000000
EN_CONT(3, 5)	219.6552	0.000000
EN_CONT(3, 6)	382.1059	0.000000
EN_CONT(3, 7)	546.4826	0.000000
EN_CONT(3, 8)	645.7826	0.000000
EN_CONT(3, 9)	686.0751	0.000000
EN_CONT(3, 10)	786.6057	0.000000
EN_CONT(3, 11)	2503.892	0.000000
EN_CONT(3, 12)	2439.726	0.000000
EN_CONT(3, 13)	1000.000	0.000000
EN_CONT(3, 14)	1000.000	0.000000

EN_CONT(3, 15)	1000.000	0.000000
EN_CONT(3, 16)	1000.000	0.000000
EN_CONT(3, 17)	1000.000	0.000000
EN_CONT(3, 18)	1000.000	0.000000
EN_CONT(3, 19)	1000.000	0.000000
EN_CONT(3, 20)	1000.000	0.000000
EN_CONT(3, 21)	1000.000	0.000000
EN_CONT(3, 22)	1000.000	0.000000
EN_CONT(3, 23)	1000.000	0.000000
EN_CONT(3, 24)	1000.000	0.000000
EN_CONT(4, 1)	1975.000	0.000000
EN_CONT(4, 2)	1975.000	0.000000
EN_CONT(4, 3)	1975.000	0.000000
EN_CONT(4, 4)	368.5873	0.000000
EN_CONT(4, 5)	219.6552	0.000000
EN_CONT(4, 6)	382.1059	0.000000
EN_CONT(4, 7)	546.4826	0.000000
EN_CONT(4, 8)	645.7826	0.000000
EN_CONT(4, 9)	686.0751	0.000000
EN_CONT(4, 10)	786.6057	0.000000
EN_CONT(4, 11)	2503.892	0.000000
EN_CONT(4, 12)	2439.726	0.000000
EN_CONT(4, 13)	1000.000	0.000000
EN_CONT(4, 14)	1000.000	0.000000
EN_CONT(4, 15)	1000.000	0.000000
EN_CONT(4, 16)	1000.000	0.000000
EN_CONT(4, 17)	1000.000	0.000000
EN_CONT(4, 18)	1000.000	0.000000
EN_CONT(4, 19)	1000.000	0.000000
EN_CONT(4, 20)	1000.000	0.000000
EN_CONT(4, 21)	1000.000	0.000000
EN_CONT(4, 22)	1000.000	0.000000
EN_CONT(4, 23)	1000.000	0.000000
EN_CONT(4, 24)	1000.000	0.000000
EN_CONT(5, 1)	1975.000	0.000000
EN_CONT(5, 2)	1975.000	0.000000
EN_CONT(5, 3)	1975.000	0.000000
EN_CONT(5, 4)	368.5873	0.000000
EN_CONT(5, 5)	219.6552	0.000000
EN_CONT(5, 6)	382.1059	0.000000
EN_CONT(5, 7)	546.4826	0.000000
EN_CONT(5, 8)	645.7826	0.000000
EN_CONT(5, 9)	686.0751	0.000000
EN_CONT(5, 10)	786.6057	0.000000
EN_CONT(5, 11)	2503.892	0.000000
EN_CONT(5, 12)	2439.726	0.000000
EN_CONT(5, 13)	500.0000	0.000000
EN_CONT(5, 14)	500.0000	0.000000
EN_CONT(5, 15)	500.0000	0.000000
EN_CONT(5, 16)	500.0000	0.000000
EN_CONT(5, 17)	500.0000	0.000000
EN_CONT(5, 18)	500.0000	0.000000
EN_CONT(5, 19)	500.0000	0.000000

EN_CONT(5, 20)	500.0000	0.000000
EN_CONT(5, 21)	500.0000	0.000000
EN_CONT(5, 22)	500.0000	0.000000
EN_CONT(5, 23)	500.0000	0.000000
EN_CONT(5, 24)	500.0000	0.000000

Row	Slack or Surplus	Dual Price
1	0.000000	0.000000
2	0.000000	0.000000
3	0.000000	0.000000
4	0.000000	480.0000
5	0.000000	0.000000
6	0.000000	0.000000
7	0.000000	0.000000
8	0.000000	0.000000
9	0.000000	0.000000
10	0.000000	0.000000
11	0.000000	0.000000
12	0.000000	0.000000
13	0.000000	0.000000
14	0.000000	0.000000
15	0.000000	0.000000
16	0.000000	40.00000
17	0.000000	40.00000
18	0.000000	40.00000
19	0.000000	40.00000
20	0.000000	40.00000
21	0.000000	40.00000
22	0.000000	40.00000
23	0.000000	40.00000
24	0.000000	40.00000
25	0.000000	217.0000
26	0.000000	137.0000
27	0.000000	162.0000
28	0.000000	90.00000
29	0.000000	108.0000
30	0.000000	90.00000
31	0.000000	77.00000
32	0.000000	90.00000
33	0.000000	121.0000
34	0.000000	113.0000
35	0.000000	132.0000
36	0.000000	98.00000
37	0.000000	0.000000
38	0.000000	0.000000
39	0.000000	0.000000
40	0.000000	40.00000
41	0.000000	40.00000
42	0.000000	40.00000
43	0.000000	40.00000
44	0.000000	40.00000
45	0.000000	40.00000
46	0.000000	40.00000

47	0.000000	40.00000
48	0.000000	40.00000
49	0.000000	217.0000
50	0.000000	137.0000
51	0.000000	162.0000
52	0.000000	90.00000
53	0.000000	108.0000
54	0.000000	90.00000
55	0.000000	77.00000
56	0.000000	90.00000
57	0.000000	121.0000
58	0.000000	113.0000
59	0.000000	132.0000
60	0.000000	98.00000
61	0.000000	0.000000
62	0.000000	0.000000
63	0.000000	0.000000
64	-0.8583069E-06	800000.0
65	-0.8583069E-06	800000.0
66	-0.8583069E-06	800000.0
67	-0.8583069E-06	800000.0
68	-0.8583069E-06	800000.0
69	-0.8583069E-06	800000.0
70	-0.8583069E-06	800000.0
71	-0.2145767E-06	800000.0
72	-0.1341105E-07	800000.0
73	-2961369.	1.000000
74	0.000000	0.000000
75	0.000000	0.000000
76	0.000000	0.000000
77	0.000000	0.000000
78	0.000000	0.000000
79	0.000000	0.000000
80	0.000000	0.000000
81	0.000000	0.000000
82	0.000000	0.000000
83	0.000000	0.000000
84	0.000000	0.000000
85	0.000000	0.000000
86	226.3042	0.000000
87	288.5069	0.000000
88	240.7933	0.000000
89	0.000000	-480.0000
90	212.5528	0.000000
91	474.7496	0.000000
92	766.1296	0.000000
93	1002.717	0.000000
94	1206.205	0.000000
95	1396.262	0.000000
96	1552.809	0.000000
97	1136.927	0.000000
98	0.000000	0.000000
99	0.000000	0.000000

100	0.000000	0.000000
101	0.000000	40.00000
102	0.000000	40.00000
103	0.000000	40.00000
104	0.000000	40.00000
105	0.000000	40.00000
106	0.000000	40.00000
107	0.000000	40.00000
108	0.000000	40.00000
109	0.000000	40.00000
110	14253.57	0.000000
111	15572.56	0.000000
112	17889.52	0.000000
113	43875.02	0.000000
114	43875.02	0.000000
115	43875.02	0.000000
116	43875.02	0.000000
117	43875.02	0.000000
118	43875.02	0.000000
119	43875.02	0.000000
120	18875.00	0.000000
121	18875.00	0.000000
122	0.000000	0.000000
123	0.000000	0.000000
124	0.000000	0.000000
125	0.000000	0.000000
126	0.000000	0.000000
127	0.000000	0.000000
128	0.000000	0.000000
129	0.000000	0.000000
130	0.000000	0.000000
131	0.000000	0.000000
132	0.000000	0.000000
133	0.000000	0.000000
134	5746.433	0.000000
135	4427.437	0.000000
136	2110.480	0.000000
137	1124.983	0.000000
138	1124.983	0.000000
139	1124.983	0.000000
140	1124.983	0.000000
141	1124.983	0.000000
142	1124.983	0.000000
143	1124.983	0.000000
144	1124.996	0.000000
145	1125.000	0.000000
146	0.000000	0.000000
147	0.000000	0.000000
148	0.000000	0.000000
149	0.000000	0.000000
150	0.000000	0.000000
151	0.000000	0.000000
152	0.000000	0.000000

153	0.000000	0.000000
154	0.000000	0.000000
155	0.000000	0.000000
156	0.000000	0.000000
157	0.000000	0.000000
158	0.000000	0.000000
159	0.000000	0.000000
160	0.000000	0.000000
161	0.000000	-800000.0
162	0.000000	-800000.0
163	0.000000	-800000.0
164	0.000000	-800000.0
165	0.000000	-800000.0
166	0.000000	-800000.0
167	0.000000	-800000.0
168	0.000000	-800000.0
169	0.000000	-800000.0
170	1136.927	0.000000