



UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

CAMPUS PONTA GROSSA

GERÊNCIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

PPGEP

MARCIO BONATTO GUIMARÃES

**REFLEXOS DO PLANEJAMENTO DA MANUTENÇÃO
NA PRODUÇÃO E RENTABILIDADE EM USINAS DE
GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

PONTA GROSSA

DEZEMBRO - 2007

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

MARCIO BONATTO GUIMARÃES

**REFLEXOS DO PLANEJAMENTO DA MANUTENÇÃO
NA PRODUÇÃO E RENTABILIDADE EM USINAS DE
GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Área de Concentração: Gestão Industrial, da Gerência de Pesquisa e Pós-Graduação, do Campus Ponta Grossa, da UTFPR.

Orientador: Prof. Rui F. Martins Marçal, DSc.

PONTA GROSSA

DEZEMBRO - 2007

G963 Guimarães, Marcio Bonatto

Reflexos do planejamento da manutenção na produção e rentabilidade em usinas de geração de energia elétrica. / Marcio Bonatto Guimarães. -- Ponta Grossa: [s.n.], 2007. 77 f.: il. ; 30 cm.

Orientador: Prof. Dr. Rui Francisco Martins Marçal

Dissertação (Mestrado em Engenharia da Produção) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Campus Ponta Grossa. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção. Ponta Grossa, 2007.

1. Energia elétrica - Gestão de produção. 2. Planejamento e controle da manutenção. 3. Energia elétrica - Rentabilidade. I. Marçal, Rui Francisco Martins. II. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Campus Ponta Grossa. III. Título.

CDD 658.5



Universidade Tecnológica Federal do Paraná –
Campus de Ponta Grossa
Gerência de Pesquisa e Pós-Graduação
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE PRODUÇÃO



TERMO DE APROVAÇÃO

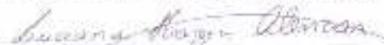
Título de Dissertação Nº 66

**REFLEXOS DO PLANEJAMENTO DA MANUTENÇÃO NA PRODUÇÃO E
RENTABILIDADE EM USINAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

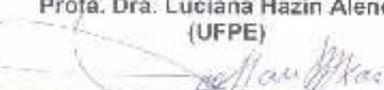
por

Marcio Bonatto Guimarães

Esta dissertação foi apresentada às 10 horas da manhã do dia 18 de dezembro de 2007 como requisito parcial para a obtenção do título de MESTRE EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO, com área de concentração em Gestão Industrial, linha de pesquisa em Gestão da Produção e manutenção, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção. O candidato foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.



Prof. Dra. Luciana Hazin Alencar
(UFPE)



Prof. Dr. Mauricio dos Santos Kaster
(UTFPR)

Prof. Dr. João Lutz Kovaleski (UTFPR)



Prof. Dr. Rui Francisco Martins Marçal
(UTFPR) - Orientador

Visto da Coordenador:

Kazuo Hatakeyama (UTFPR)
Coordenador do PPGEP

Dedico este trabalho a minha amada esposa Rosemeiri, mãe dedicada, companheira, grande incentivadora, mas também crítica, amorosa, minha alma gêmea.

As minhas filhas Aurora e Augusta e ao meu filho Lorenzo, fontes de alegria, carinho, respeito e amor.

Aos meus pais Leda e João Guimarães, pela dedicação na formação dos filhos, exemplos de garra, caráter, afeto e honestidade.

AGRADECIMENTOS

Ao Ser Supremo pela orientação e proteção do caminho a ser percorrido.

Ao meu orientador Prof. Dr. Rui Francisco Martins Marçal, por sua dedicação na orientação acadêmica e poder compartilhar os seus conhecimentos, da sua paciência, do seu apoio, respeito e da sua amizade;

Ao amigo Clóvis Tadeu Salmazo pelas orientações, apoio, críticas e ensinamentos prestados no decorrer do trabalho;

Ao amigo Rodrigo Mendes Wiczick, companheiro de curso e incentivador, sempre presente e disposto a ajudar;

Ao amigo Luiz Olívio Bortolli, pela presteza e ajuda nos momentos solicitados.

Aos professores do PPGEP, pela convivência, amizade e conhecimentos repassados durante o curso;

Aos funcionários e bolsistas do Campus Ponta Grossa, em especial a Luiz César dos Santos Lima e Júlio César de Almeida Pereira, pela dedicação, competência, atitude e amizade;

Aos colegas do mestrado, pelo convívio, apoio, amizade e informações prestadas.

À Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), Campus Ponta Grossa, pela oportunidade de poder participar desta comunidade científica;

Aos colegas de trabalho, em especial a Adroaldo Goulart, Alice Kuhn, Denise Marty, Fábio Bianchetti, Henrique Romagnoli, Hugo Mikami, João Miyaoka, João Salmazo, Leandro Nacif, Luciano Steuer, Luiz Carlos Maia, Márcio Machado, Márcio Soares e Scheffer, pela amizade, apoio, contribuições e compreensão.

À empresa objeto desta pesquisa, as superintendências de Comercialização e de Planejamento, seus gerentes, pelo apoio e autorização concedida para a execução deste trabalho;

Aos meus queridos irmãos Mauricio e Gislaine pelo apoio incondicional desde o início deste trabalho;

A todos que contribuíram direta ou indiretamente para o desenvolvimento e conclusões desta dissertação.

"Nenhum cavalo chega a lugar algum antes de ser domado. Nenhum vapor ou gás movimenta qualquer coisa até ser confinado. Nenhuma catarata gera luz e força antes de ser represada. Nenhuma vida se torna grande antes de ser focada, dedicada e disciplinada."

HENRY EMERSON FOSDICK

RESUMO

O presente trabalho descreve as mudanças institucionais ocasionadas pelo novo modelo de organização do setor de energia elétrica, identificando seus reflexos nas empresas de geração. O trabalho destaca as influências do modelo no planejamento da manutenção, as penalidades em face da indisponibilidade das unidades geradoras e os impactos das flutuações da produção do setor e do mercado de energia sobre os custos e receitas da empresa. Avalia o impacto dos aspectos flutuantes das condições hidrológicas, do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE e do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD na receita da empresa e nas decisões sobre as intervenções de manutenção programada. A metodologia é a pesquisa *ex-post-facto*. Utiliza os dados de um banco de dados de uma empresa de geração de energia, referentes a um dado período. Simula cálculos para verificar o impacto de aspectos não considerados no planejamento da manutenção e na previsão sobre disponibilidade do equipamento, sobre a produção e sobre a rentabilidade. Baseado no resultado dos cálculos gera critérios de decisão sobre o cronograma de intervenções de modo: a otimizar a relação produção x receita, a acatar a regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, sem pôr em risco a vida útil do equipamento.

Palavras chave: Gestão de produção de energia elétrica; Planejamento e controle da manutenção; Rentabilidade pela produção.

ABSTRACT

This paper describes the institutional alterations that have occurred due the new model of organization of the power industry, especially in identifying their impact on generation companies. The study highlights the influences of the new model on maintenance planning, penalties due the unavailability of the power plant and the impacts of the ups and downs of the production and the power market on costs and earnings of the companies. It evaluates the impacts of the hydrological conditions, of the Energy Replacement Mechanism – MRE and the Differences Liquidation Price – PLD on the earnings as well as on the schedule for programmed maintenance. The methodology used was research “ex-post-facto”. It utilizes data from a generation company database. It simulates the calculation in order to verify the impact of the aspects not considered in the maintenance planning, the prevision on equipment availability and on profitability. Finally, based on the results of the calculation comes up the decision criteria on the intervention schedule in order to: optimize the relation production X earnings, accept regulation of the National Energy Office, not putting at risk the equipment lifetime.

Keywords: Production management of electric power; Planning and control of maintenance; Profitability of the production.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Fluxo da Decisão momento oportuno de manutenção programada. ...	5
Figura 2: Funcionamento do MRE.	6
Figura 3: Composição PLD.....	18
Figura 4: Preço PLD por Submercado.....	19
Figura 5: Sazonalização mensal de contratos.....	21
Figura 6: Modulação de contratos.....	21
Figura 7: Energia Assegurada MRE.....	24
Figura 8: Energia cedida ao MRE.....	25
Figura 9: Energia realocada.	25
Figura 10: Energia Secundária Realocada.....	26
Figura 11: Expectativas Crescentes da Manutenção.....	29
Figura 12: Gráfico Representativo da “Curva da Banheira”.....	41
Figura 13: Fluxo das Paradas de Manutenção Programada.....	47
Figura 14: Usina Hidrelétrica (UHE).....	48
Figura 15: OMNI – Gestão de Operação e Manutenção Integradas.	49
Figura 16: GMG – Tela principal do sistema.....	51
Figura 17: PITÁGORAS – Tela principal do aplicativo e projeções.	53
Figura 18: CHRONUS – Tela inicial e cronogramas das manutenções.....	54
Figura 19: Usinas hidrelétricas da Empresa de Geração.....	56

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1: Taxa equivalente de indisponibilidade forçada apurada.	38
Equação 2: Taxa equivalente de indisponibilidade programada.	38
Equação 3: Índice de disponibilidade.	39
Equação 4: Fator de disponibilidade.	39
Equação 5: Energia assegurada.	40

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Mudanças no Setor Elétrico Brasileiro.....	27
Quadro 2: Índice de Referências ONS.....	39
Quadro 3: Comparativo Bloco A.....	60
Quadro 4: Comparativo do Bloco B.....	61
Quadro 5: Comparativo do Bloco C.....	62
Quadro 6: Comparativo dos Bloco A, B e C.....	63

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
FID	Fator de Disponibilidade
ID	Índice de Disponibilidade
IDEAM	Indicadores de Desempenho de Equipamentos
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energias
MRA	Mecanismo de Redução da Energia Assegurada
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico.
PLD	Preço de Liquidação de Diferença
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
TEIFa	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada
TEIP	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada
U.M.	Unidade Monetária
UHE	Usina Hidrelétrica

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS

RESUMO

ABSTRACT

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE EQUAÇÕES

LISTA DE QUADROS

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Justificativa da Pesquisa	7
1.2	Objetivos.....	8
1.2.1	Objetivo geral	8
1.2.2	Objetivos específicos.....	8
1.3	Estrutura do Trabalho.....	9
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	10
2.1	Histórico do Setor Elétrico Brasileiro - SEB	10
2.2	Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro	12
2.2.1	O novo modelo	12
2.2.2	Novas instituições do Setor Elétrico.....	13
2.3	Comercialização de Energia	16
2.4	Contabilização	16
2.5	PLD – Preço de Liquidação de Diferenças	17
2.6	Despacho Centralizado	20
2.7	Nível Hidrológico	20
2.8	Sazonalização	20
2.9	Modulação	21
2.10	Compensação dos Custos de Geração	21
2.11	Energia Secundária.....	22
3	MRE – MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA.....	23
3.1	O Processo do MRE.....	23
3.2	Mudanças no Setor Elétrico Brasileiro	26
3.3	Ambiente Competitivo.	27
3.4	A Manutenção	28
3.4.1	A História da Manutenção	28

3.4.2	Tipos de Manutenção	30
3.4.3	Política de Manutenção	31
3.5	A Missão da Manutenção	32
3.6	Gerência da manutenção	32
3.7	Diretrizes	32
3.8	Estratégias.....	36
4	LEGISLAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E SUAS PENALIDADES	37
4.1	Energia Assegurada de uma Usina.....	39
4.2	Indisponibilidades com expurgo	40
5	METODOLOGIA DA PESQUISA	42
5.1	Pesquisa e sua classificação	44
5.2	Desenvolvimento da pesquisa	44
5.3	Coleta de Dados.....	45
5.4	Delimitações da Pesquisa	45
6	GERAÇÃO DE ENERGIA.....	46
6.1	Usinas Hidrelétricas – UHE's	47
6.2	Gestão e controle da Manutenção na UHE	49
6.2.1	Portal OMNI - Operação e Manutenção Integradas.....	49
7	A AVALIAÇÃO	56
7.1	A Empresa de Geração	56
7.2	Histórico da UHE – GBM.....	57
7.3	Dados da amostragem	57
7.4	A experimentação.....	58
7.5	Análise comparativa do Bloco A.....	60
7.6	Análise comparativa do Bloco B.....	61
7.7	Análise comparativa do Bloco C	62
7.8	Análise comparativa dos Blocos A, B e C.....	63
8	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	65
8.1	CONCLUSÕES	65
8.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	66
	REFERÊNCIAS.....	67
	APÊNDICE A – BLOCO A.....	70
	APÊNDICE B – BLOCO B.....	71
	APÊNDICE C – BLOCO C	72
	APÊNDICE D – RELATÓRIO DE OCORRÊNCIAS	73
	ANEXO A – REVISÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	74
	ANEXO B – AUTORIZAÇÃO EMPRESA DE GERAÇÃO	77

1 INTRODUÇÃO

O modelo institucional que regulamenta o Setor Elétrico Brasileiro vem passando por reformulações, iniciadas em 1995 com o processo de desestatização. Dentre estas mudanças destacam-se a criação do órgão regulador e a própria regulamentação do processo de geração, comercialização e distribuição de energia. Novas regras foram implantadas visando o controle da qualidade e da quantidade de energia oferecida no mercado repercutindo nas práticas de produção.

A desverticalização das empresas, promovida pelas medidas implantadas, dividiu o setor de energia elétrica em geração, transmissão e distribuição. Esta nova ordem incentivou a competição entre as empresas dos segmentos, mantendo sob regulação os setores de energia elétrica, considerados, antes das medidas, como monopólios naturais do Estado.

Estimulando a competição, foi criada a figura do consumidor livre e do comercializador de energia. O consumidor livre é aquele que, atendido em qualquer tensão, tenha exercido a opção de compra de energia elétrica. O agente de comercialização é o titular de autorização, concessão ou permissão para fins de realização de operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (CCEE, 2007).

Também foram criados: um órgão operador para o sistema elétrico nacional (Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS) e um ambiente para a realização das transações de compra e venda (anteriormente denominado Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, atualmente Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE). Neste cenário foi criada a ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, responsável direta pela reestruturação do setor tendo como principais funções a regulamentação institucional e fiscalização.

Os mecanismos regulatórios produzidos pela ANEEL garantem que o mercado possa operar com eficiência e competitividade. Trata-se de um órgão independente que tem como atribuições mediar os conflitos de interesse entre os novos agentes, a regulação e fiscalização do setor (VANCE, 2000).

Com as novas regras o preço de venda da energia é o preço competitivo do mercado e os custos passaram a ser um ônus da empresa geradora. Antes da reestruturação do setor, todos os custos da manutenção, desde que fossem comprovados pela empresa, eram repassados para a tarifa cobrada do consumidor final. Esta prática representava um importante mecanismo para o equilíbrio financeiro destas concessionárias. Com a nova prática que contrata a produção de energia a preço fixo, é responsabilidade de cada empresa controlar seus custos e metas de produção, pois a comercialização da energia ocorre respeitando a política do preço mínimo e controle da oferta de energia no setor de geração e comercialização.

Outros fatores ligados diretamente à nova legislação e influentes nas decisões quanto à produção, são as penalidades geradas por indisponibilidades do equipamento para geração de energia e os benefícios conseqüentes da disponibilidade. Estes são fatores que refletem diretamente na produtividade, portanto, no alcance das metas de disponibilidade.

Conforme o disposto pelo Ministério das Minas e Energia / Módulo Institucional do setor Elétrico, (2003), este novo modelo do setor elétrico pretende alcançar os seguintes objetivos:

- Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica: assegurar equilíbrio entre garantia de fornecimento e custo de suprimento, bem como o monitoramento permanente da continuidade de produção e da segurança de suprimento, visando detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda.
- Promover a modicidade tarifária: compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ambiente regulado por meio de leilões – observado o critério de menor tarifa, objetivando a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada para a tarifa dos consumidores cativos.
- Promover a inserção social no setor elétrico brasileiro: criar condições para que seja disponibilizado o serviço onde não é oferecido e garantir subsídio para consumidores de baixa renda.

Neste ambiente, aspectos de mercado e compromissos sociais têm que ser atendidos ao menor custo e a preços competitivos demandando a busca contínua da otimização de processos e recursos, fazendo com que as empresas do setor avaliem seus métodos, desenvolvendo um ambiente de mudança permanente.

Num cenário que requer expansão das unidades de geração, verifica-se ainda o atraso na viabilização dos projetos hidrelétricos devido à falta de recursos financeiros para investimento e leis ambientais que estabeleçam parâmetros rígidos para as novas construções. Assim, impõe-se maiores cuidados na minimização de gastos (eliminando as causas), na maximização da vida útil do equipamento (produzindo confiabilidade) e na garantia de maior disponibilidade dos equipamentos envolvidos.

Estes últimos três aspectos são regulados e controlados pelos órgãos reguladores e a programação da manutenção não está fora destes controles.

No Brasil, desde a regulamentação e reorganização do setor, as paradas para manutenção preventiva nas unidades geradoras seguem um cronograma previamente estabelecido. Na elaboração deste cronograma de ações, participam vários profissionais da manutenção e de outras áreas da UHE (Usina Hidrelétrica) da Empresa de Geração. O plano é apresentado aos profissionais do planejamento de curto prazo; instância do processo de monitoramento e regulação da produção que encaminha os Planos para o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) aprovar ou solicitar retificações atendendo a critérios estabelecidos pelo SIN - Sistema Interligado Nacional. O cronograma da manutenção e o controle das paradas são monitorados e sua alteração depende de autorização em face dos reflexos na produção e demanda de energia no mercado de geração e comercialização.

Uma das funções da equipe de curto prazo é analisar com antecedência se as condições hidrológicas dos reservatórios e demanda de geração de energia no sistema está indicando motivos que possam influenciar ou não no momento da parada da unidade geradora.

Por outro lado, os gestores da manutenção quando elaboram o cronograma de paradas para manutenção nas unidades geradoras se baseiam nos aspectos técnicos (guias técnicos de manutenção que relevam o histórico da manutenção e

informações técnicas do fabricante do equipamento) e procedimentos recomendados pelo ONS, sem levarem em conta os fatores que estão diretamente relacionados à comercialização de energia.

Fatores relativos à hidrologia, demandas do mercado e os valores do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) são dados cujo cálculo e precisão são processados e publicados mês a mês. No entanto, não são considerados pela equipe quando decidem sobre os momentos mais oportunos para a realização de paradas de manutenção programada, uma vez que o planejamento é elaborado no ano anterior.

Esta antecipação decorre de prazos impostos pelo órgão regulador a fim de obterem dados sobre a organização da produção no setor no ano seguinte. O objetivo é estimar a disponibilidade de equipamento em relação a estimativas sobre a demanda de energia solicitada pelo SIN visando equilibrar o mercado e auxiliar as empresas a compartilharem o risco hidrológico.

As flutuações relativas às variáveis acima citadas incidem sobre a execução do planejamento, levando a solicitação de mudança, para atender a oportunidades favoráveis para a produção e venda da energia, flutuações e aspectos que não foram considerados no cronograma de paradas em face do enfoque técnico e da indisponibilidade de informações precisas na época do planejamento.

O planejamento é monitorado diretamente pelos profissionais do planejamento de curto prazo (que observa a afluência e níveis de reservatório) e pela ONS (que observa as necessidades de energia no sistema) e eventualmente também sugerem retificações no cronograma. No caso específico da manutenção no setor elétrico, as eventuais solicitações de retificação no cronograma por parte das UHE são ocasionadas pelas demandas ou oportunidades geradas pelas condições hidrológicas e/ou condições do mercado de energia. Quando as recomendações de parada ou de disponibilidade do equipamento sugeridas pelos órgãos reguladores não são atendidas pela UHE, esta sofre penalidades de caráter financeiro ou de produção, afetando sua receita relativa à energia assegurada.

A Figura 1 representa o fluxo de informações necessárias para a decisão sobre o momento ótimo para realizar a parada de manutenção programada.

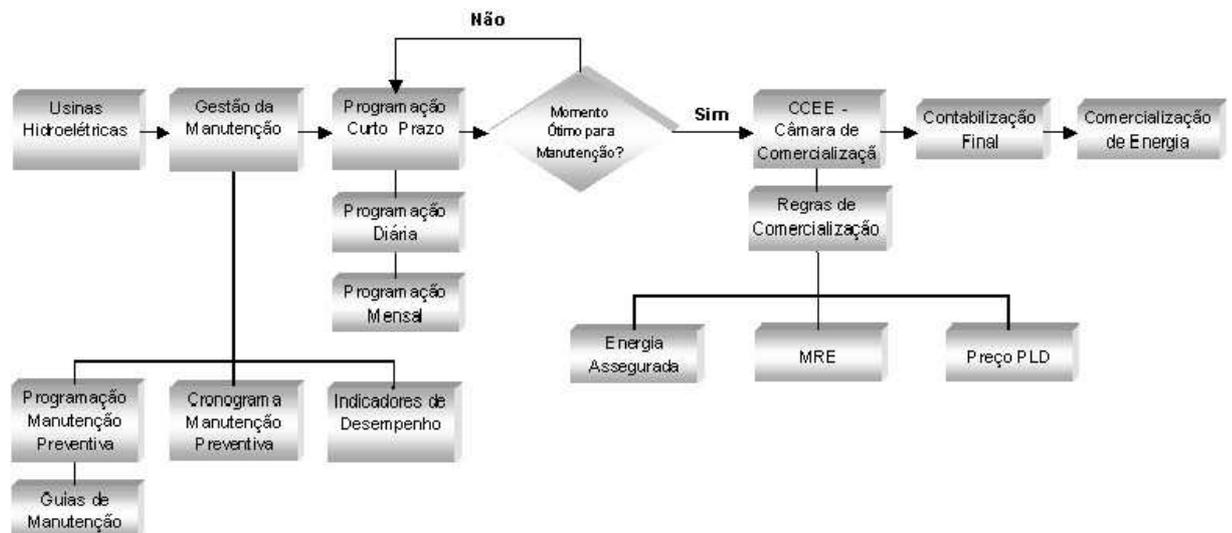


Figura 1: Fluxo da Decisão momento oportuno de manutenção programada.

Fonte: Elaboração do autor do trabalho, 2007.

Em face do exposto, destacamos que as diretrizes de manutenção fixam os rumos desta área da produção, mostrando a importância da participação, envolvimento e comprometimento da alta gerência da empresa nas decisões sobre suas práticas. A política de manutenção envolve, portanto, áreas de execução, de engenharia de manutenção e de gestão estratégica (Moreira Filho, 2002). Este envolvimento é especialmente necessário na gestão da produção e no planejamento da manutenção nas usinas de geração de energia hidrelétrica, áreas intimamente relacionadas no cumprimento das metas de produção e decisão sobre oportunidades de ganhos excedentes.

O MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) é composto por usinas hidrelétricas onde seu despacho de carga é centralizado e otimizado. A CCEE utiliza um mecanismo de compensações que assegura que todas as usinas associadas ao MRE recebam suas cotas proporcionais de energia asseguradas, independente da produção de energia gerada individualmente naquele período, conforme mostra a Figura 2.

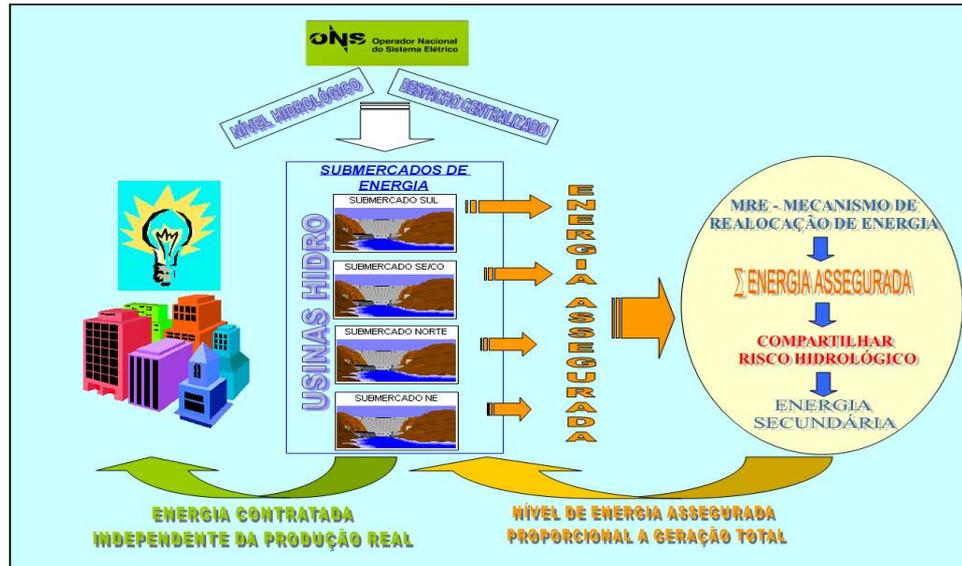


Figura 2: Funcionamento do MRE.

Fonte: Elaboração do autor, 2007.

Observando a Figura 2, pode-se inferir sobre a importância da monitoração das disponibilidades de equipamento, energia produzida (contratada e assegurada) e controle de procedimentos de manutenção, uma vez que o equilíbrio do sistema é garantido por um sistema de compensações.

Por esta razão, o não cumprimento de procedimentos que possam dar garantias de produção, quando oportuno, gera penalidades que podem se refletir diretamente na redução da energia assegurada e no pagamento ou recebimentos de encargos na hora da liquidação financeira.

O gestor da manutenção da UHE tem como foco as demandas técnicas da produção visando a confiabilidade e à disponibilidade do equipamento. No entanto, deve ampliar suas considerações e incluir informações sobre as condições hidrológicas e oportunidades comerciais. Desta maneira, a gestão de manutenção contribuiria para adequar o cronograma de intervenções às flutuações do MRE e do PLD, tornando-se um importante fator de receitas e não de custos.

Em face deste quadro, o presente trabalho pretende descrever as mudanças institucionais ocasionadas pelo novo modelo de organização do setor de energia elétrica, identificando seus reflexos nas empresas de geração. O trabalho quer destacar as influências do modelo no planejamento da manutenção, as penalidades em face da indisponibilidade das unidades geradoras e os impactos das flutuações

da produção do setor e do mercado de energia sobre os custos e receitas da empresa.

Pretende avaliar o impacto dos aspectos flutuantes das condições hidrológicas, do MRE e PLD nas receitas da empresa e nas decisões sobre as intervenções de manutenção programada e, como resultado do estudo, pretende gerar critérios de decisão sobre cronograma de intervenções de modo a otimizar a relação produção x receita sem por em risco a saúde e vida útil do equipamento.

A metodologia utilizada é de pesquisa *ex-post-facto*, ou seja, tomados os dados de um banco de dados de uma empresa de geração de energia, referentes a um dado período, simular cálculos visando verificar o impacto de aspectos não considerados no planejamento da manutenção e na previsão sobre disponibilidade do equipamento sobre a produção sobre a rentabilidade. O experimento visa detectar a carga de energia gerada em momentos de capacidade hidrológica e sua participação no mercado, além dos reflexos na receita por geração de energia assegurada e venda de energia secundária.

1.1 Justificativa da Pesquisa

Necessidade de apoiar as decisões sobre o momento oportuno para realizar paradas para manutenção preventiva sistemática nas usinas hidrelétricas do setor elétrico brasileiro, em critérios relacionados aos aspectos flutuantes do mercado de energia elétrica no Brasil, garantindo disponibilidade dos equipamentos, cumprimento das metas de produção e aproveitamento das oportunidades geradas pelas condições ambientais regionais e outros condicionantes da sazonalidade do processo de produção da energia elétrica, sem prejuízo para o equipamento e com reflexos positivos na rentabilidade.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

Avaliar o planejamento das paradas de manutenção, considerando os condicionantes ambientais, comerciais e legais que determinam a sazonalidade do processo de geração de energia elétrica, com reflexos na rentabilidade da empresa.

1.2.2 Objetivos específicos

- Descrever o modelo institucional do setor elétrico brasileiro, identificando benefícios e penalidades que incidem sobre a operação da produção, na receita e custos para empresa.
- Descrever o funcionamento e o papel das paradas de manutenção na produção de energia elétrica destacando a regulamentação quanto à manutenção preventiva nas unidades geradoras.
- Identificar o papel da parada de manutenção nos resultados da produção e rentabilidade nas empresas geradoras de energia elétrica.
- Analisar comparativamente dados sobre a produção e planejamento das paradas e suas repercussões na produtividade, na qualidade da energia produzida e na rentabilidade de uma empresa de geração de energia elétrica.
- Identificar correlações entre as variáveis: parada de manutenção, produtividade e qualidade, considerando a relação entre estas e outros condicionantes da sazonalidade do processo de geração de energia elétrica e seus reflexos na rentabilidade.
- Sugerir critérios para decisão quanto ao planejamento das paradas de manutenção, identificados com as flutuações do MRE e do PLD que incidem sobre a rentabilidade do processo de geração de energia elétrica.

1.3 Estrutura do Trabalho

- Capítulo 1 – Introdução

No capítulo 1 é apresentado o tema escolhido para a execução da pesquisa, onde são mostradas as justificativas e objetivos pretendidos e a estrutura do trabalho.

- Capítulo 2 – Fundamentação Teórica

No capítulo 2 estão todas as informações que fundamentam o embasamento e referencial teórico.

- Capítulo 3 – MRE – Mecanismo de Realocação de Energia

No capítulo 3 é apresentado o MRE, mecanismo que faz parte da nova regulamentação do setor elétrico.

- Capítulo 4 – Legislação do Setor Elétrico e suas Penalidades

No capítulo 4 está toda a parte legal sobre as penalidades e os impactos para os agentes de geração.

- Capítulo 5 – Metodologia da Pesquisa

No capítulo 5 é apresentada toda a metodologia que dará suporte e confiabilidade a pesquisa.

- Capítulo 6 – Geração de Energia

O capítulo 6 aborda as usinas hidrelétricas, suas particularidades e como se faz a gestão da manutenção em empresas do setor elétrico.

- Capítulo 7 – A Avaliação

No capítulo 7 é apresentado de que maneira foi realizado o estudo, seus resultados e a interpretação dos dados.

- Capítulo 8 - Conclusões e Sugestões

No capítulo 8 estão apresentadas as conclusões da pesquisa e as sugestões para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Histórico do Setor Elétrico Brasileiro - SEB

A reforma do setor elétrico brasileiro foi instituída pela lei nº. 8.631 de 1993, que extinguiu a equalização tarifária vigente e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores. esta reforma foi marcada pela criação da figura do produtor independente de energia, do conceito de consumidor livre e o processo de desestatização do setor elétrico (CCEE, 2006).

No ano de 1996 o Governo Federal contratou a consultoria da Coopers & Lybrand para auxiliar na elaboração de um novo modelo para o setor elétrico, com base nos modelos de outros países.

Segundo os relatórios do processo de reestruturação e privatização do setor elétrico elaborado pela Coopers & Lybrand (1997), os principais objetivos estabelecidos para a reorganização do setor foram:

- Garantir a continuidade da oferta de eletricidade aos consumidores brasileiros,
- Manter e melhorar a eficiência, criando uma estrutura que estimule a concorrência,
- Reduzir os gastos públicos e saldar a dívida pública,
- Separar as empresas em segmentos de geração, transmissão e distribuição,
- Organizar as empresas como negócios independentes e
- Criar a figura do consumidor livre e do comerciante de energia num mercado atacadista de energia elétrica.

Sustentado pelas Leis nº. 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004 e pelo Decreto nº. 5.163, de 30 de julho de 2004 (CCEE, 2006), o Governo Federal durante os anos de 2003 e 2004 apostou em um novo modelo para o setor elétrico brasileiro.

O principal objetivo do projeto foi implementar a desverticalização das empresas de energia elétrica, dividindo-as em segmentos de geração, transmissão e distribuição, incentivando a competição nos segmentos de geração e comercialização, mantendo sob regulação os setores de distribuição e transmissão

de energia elétrica, considerados até então como monopólios sob controle exclusivo do Estado.

Identificada a necessidade de criação de um órgão regulador a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), criou-se também um operador para o sistema elétrico nacional (Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS) e um ambiente para a realização das transações de compra e venda de energia elétrica (o Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE).

A ANEEL foi atribuído o papel por ser responsável direto pela reestruturação do SEB – Setor Elétrico Brasileiro, tendo como principais funções a regulamentação institucional e fiscalização.

Alinhada com a regulação do mercado competitivo, oportunizou-se a inclusão de novos agentes, que podem gerar e vender o excedente para o sistema, chamados de produtores independentes os autoprodutores. Neste mercado, as agências comercializadoras juntamente com os consumidores livres podem optar de qual geradora irão comprar a energia elétrica independente de posição física para entrega da mesma, levando em consideração o melhor preço de mercado.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME, foi criada pela Lei 9.427 de 26 de Dezembro de 1996, tendo como atribuições:

- Regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica,
- Atender reclamações de agentes e consumidores com equilíbrio entre as partes e em benefício da sociedade,
- Mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores,
- Conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia,
- Garantir tarifas justas,
- Zelar pela qualidade do serviço,
- Exigir investimentos privados,

- Estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços (ANEEL, 2006).

Em 2001, o setor elétrico sofreu uma grave crise de abastecimento que culminou em um plano de racionamento de energia elétrica. Esse acontecimento gerou uma série de questionamentos sobre os rumos que o setor elétrico estava trilhando. Visando adequar o modelo em implantação, foi instituído em 2002 o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, cujo trabalho resultou em um conjunto de propostas de alterações no setor elétrico brasileiro.

Segundo Falcão (2005), após a posse do novo Governo Federal em 2003, iniciou-se a revisão do modelo do setor elétrico brasileiro, com a promulgação da Lei 10.848 de março de 2004, que, juntamente com outros decretos, estabeleceram um novo marco regulatório para o setor elétrico, conforme mostra o Anexo A.

2.2 Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro

2.2.1 O novo modelo

Com base na legislação (Leis nº. 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004 e pelo Decreto nº. 5.163, de 30 de julho de 2004), o Governo Federal durante os anos de 2003 e 2004 resolveu apostar em um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro. Os principais objetivos do Novo Modelo do setor elétrico são:

- Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica,
- Definir um conjunto de medidas a serem observadas pelos Agentes, como a exigência de contratação de totalidade da demanda por parte das distribuidoras e dos consumidores livres, nova metodologia de cálculo do lastro para venda de geração, contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas em proporções que assegurem melhor equilíbrio entre garantia e custo de suprimento. As medidas ainda prevêem o monitoramento permanente da continuidade e da segurança de suprimento, visando detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda,
- Promover a modicidade tarifária,

- O modelo prevê a compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ambiente regulado por meio de leilões – observado o critério de menor tarifa, objetivando a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada para a tarifa dos consumidores cativos,
- Promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro,
- O modelo busca, ainda, promover a universalização do acesso e do uso do serviço de energia elétrica, criando condições para que os benefícios da eletricidade sejam disponibilizados aos cidadãos que ainda não contam com esse serviço, e garantir subsídio para os consumidores de baixa renda.

2.2.2 Novas instituições do Setor Elétrico

As novas instituições com finalidades definidas e suas atribuições para o novo modelo são:

- MME – Ministério de Minas e Energia

O órgão do Governo Federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. Suas principais obrigações incluem a formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE. O MME é responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, monitorar a segurança do suprimento do Setor Elétrico Brasileiro e definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia.

- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

O ONS foi criado para operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no SIN, e administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil.

Tem como objetivo principal, atender os requisitos de carga, otimizar custos e garantir a confiabilidade do sistema, definindo ainda, as condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país.

- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

A ANEEL tem as atribuições de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, sempre preservando a viabilidade econômica e financeira dos Agentes e da indústria.

- CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

Órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República, tendo como principais atribuições formular políticas e diretrizes de energia e assegurar o suprimento de insumos energéticos nas áreas mais remotas ou de difícil acesso no país.

É também responsável por revisar periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear, além de estabelecer diretrizes para a importação e exportação de petróleo e gás natural.

- EPE – Empresa de Pesquisa Energética

Instituída em 2004, é uma empresa vinculada ao MME, cuja finalidade é prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético.

Suas principais atribuições incluem a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira, execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos, desenvolvimento de estudos que propiciem o planejamento de expansão da geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos, realização de análises de viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental de usinas, bem como a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica.

- CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

É um órgão criado no âmbito do MME – Ministério de Minas e Energia, sob sua coordenação direta, com a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional.

Suas principais atribuições incluem: acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica; avaliar as condições de abastecimento e de atendimento; realizar periodicamente a análise integrada de segurança de abastecimento e de atendimento; identificar dificuldades e obstáculos que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor e elaborar propostas para ajustes e ações preventivas que possam restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento elétrico.

- CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

A CCEE é – pessoa jurídica de direito privado, não visa lucros, atuando com a autorização do Poder Concedente sendo que sua regulação e fiscalização são de responsabilidade da ANEEL. Absorveu as funções do MAE e suas estruturas organizacionais e operacionais. Tem a finalidade de viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica entre os Agentes da CCEE, restritas ao SIN - Sistema Interligado Nacional. (CCEE, 2007)

Entre suas principais obrigações estão:

- Apuração do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), utilizado para valorar as transações realizadas no mercado de curto prazo,
- Realização da contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados,
- Liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo e
- Realização de leilões de compra e venda de energia no ACR, por delegação da ANEEL.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, atua sob autorização do poder concedente e regulação e fiscalização da ANEEL, segundo a Convenção de Comercialização, instituída pela Resolução Normativa ANEEL nº. 109, de 2004.

2.3 Comercialização de Energia

No tocante à comercialização de energia, para os contratos de compra e venda de energia foram criados dois ambientes distintos para a celebração dos mesmos:

- ACR - Ambiente de Contratação Regulada que conta com a participação dos Agentes de Geração e de Distribuição de energia;
- ACL - Ambiente de Contratação Livre, conta com os Agentes de Geração, Comercializadores; Importadores e Exportadores de energia e Consumidores Livres.

No ACR as contratações são realizadas através contratos bilaterais regulados, conhecidos como CCEAR – Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado, onde a negociação para vender a energia elétrica é realizada através de leilões de compra e venda de energia. A oferta é feita por agentes de geração, que são os que possuem fontes geradoras de energia, ou por agente de comercialização que compram do agente gerador para revender e a compra é realizada por parte das empresas de distribuição.

Com relação ao ACL as transações são formalizadas livremente através de contratos bilaterais de compra e venda de energia entre duas partes sem nenhum envolvimento da ANEEL ou da CCEE.

Independente de ambiente de contratação ACR ou ACL, os registros dos contratos devem constar na CCEE com as informações referentes aos montantes contratados e os prazos do fornecimento da energia, sem a necessidade de informar os valores negociados.

2.4 Contabilização

A contabilização é um processo mensal em que são verificados todos os dados de contrato do agente de comercialização, dados estes que são necessários para o processamento e conclusões finais que colocam a energia produzida no mercado - as exposições, que determinam os pagamentos ou recebimento de encargos; MRE ou liquidação financeira.

Para a realização do processo de contabilização e liquidação financeira é necessária a realização de operações que envolvem a medição de energia de cada agente consumidor e os registros de todos os contratos de compra e venda de energia elétrica onde constam os montantes de energia negociados.

Através dos dados de medição registrados na CCEE, contabiliza as diferenças entre o que foi produzido e/ou consumido em relação ao que foi contratado, assim diferenças que podem ser positivas ou negativas serão liquidadas ao preço do PLD – Preço de Liquidação das Diferenças, mecanismo este que é utilizado para valorar a compra e venda de energia no mercado de curto prazo que pode ser considerado como o mercado das diferenças entre os montantes contratados pelo medido.

2.5 PLD – Preço de Liquidação de Diferenças

O Preço de Liquidação das Diferenças - PLD foi concebido para valorar o preço de compra e venda de energia no mercado de curto prazo, ou também conhecido como mercado *Spot*, sendo que os créditos e débitos serão liquidados entre os agentes participantes da CCEE.

Os preços do PLD são formados através da relação de dados utilizados pelo ONS para otimização da operação do SIN e dados fornecidos pelos agentes, dados estes que são processados por modelos matemáticos visando encontrar a melhor solução de equilíbrio de utilização da água do reservatório no presente e projetando benefícios futuros com relação ao armazenamento correlacionado à economia de combustível se não houver a necessidade da geração por parte de usinas termelétricas.

A geração de energia nas termelétricas é estimulada quando existe falta de água nos reservatórios com o intuito de amenizar o risco energético futuro. A máxima utilização da energia hidráulica neste momento é considerada a mais econômica por retrair os custos com combustível. Esta alternativa fornece a máxima confiabilidade no fornecimento de energia e a conservação máxima possível dos níveis dos reservatórios, porém apresenta custo mais elevado para o preço final do PLD.

Assim com a utilização dos dados das condições hidrológicas, demandas de energia, preços dos combustíveis, custo de déficit na entrada de novos projetos e na disponibilidade de geração e transmissão, o modelo matemático de precificação aponta o despacho de geração ótimo para o período que está sendo estudado, também define a geração hidráulica e térmica para cada submercado.

O cálculo do PLD está baseado em apuração que utiliza informações previstas anteriormente à operação real do sistema, considerando a disponibilidade declarada de geração e o que cada submercado¹ pretende consumir.

Os modelos hidroenergéticos computacionais NEWAVE² e DECOMP³, desenvolvidos pelo Centro de Pesquisa de Energia elétrica – CEPEL e validados pelo ONS, são utilizados no processo completo do cálculo do PLD onde seu valor é em Reais por MWh, determinando a apuração do valor mensal e semanal para cada patamar de carga⁴ baseado no Custo Marginal de Operação⁵ de cada submercado.

O PLD é utilizado para valorar a compra e a venda de energia no mercado de curto prazo, assim pode-se dizer que o PLD é o mercado das diferenças entre os montantes contratados e os montantes medidos, conforme mostra a Figura 3:



Figura 3: Composição PLD.

Fonte: CCEE, 2007.

1 Submercados – A definição é de responsabilidade do ONS e contempla a seguinte divisão do sistema elétrico brasileiro: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

2 NEWAVE - Modelo criado para otimizar o planejamento de médio prazo (até 5 anos), como objetivo de determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio, minimizando o valor esperado do custo de operação na totalidade do período de planejamento.

3 DECOMP - Modelo criado para otimizar o planejamento de curto prazo (até 12 meses), utilizando nas simulações vazões previstas e aleatórias referentes aos parques gerador e térmico de forma individual por subsistema em sua simulações, com o objetivo de determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas a fim de minimizar o valor do custo de operação.

4 Patamar de Carga - é a classificação das horas do mês, de acordo com o perfil de carga definido pelo ONS podendo ser: Leve (horários de baixo consumo), Médio (horários de consumo médio) e Pesado (horários em que se verificam picos de consumo).

5 Custo Marginal de Operação - Custo marginal de operação determinado pelo modelo de planejamento na elaboração da Programação Sem Restrições Ex-Ante. Fornece o custo marginal de produção de energia em cada submercado, em cada patamar de carga.

Todo contrato de compra e venda de energia deve ser registrado na CCEE, homologando assim relações comerciais entre os agentes participantes.

A CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado, sendo que as diferenças positivas ou negativas são liquidadas no mercado de curto prazo e valoradas ao PLD.

O PDL é o preço a ser divulgado pela CCEE, calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal e com base no custo marginal de operação, limitado pelos preços mínimo e máximo, vigente para cada período de apuração e para cada submercado pelo qual é valorada a energia comercializada no mercado de curto prazo.

Estes valores são determinados semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado conforme Figura 4.



Figura 4: Preço PLD por Submercado.

Fonte: CCEE, 2006.

O valor do montante relacionado à energia assegurada de cada gerador não está associado a sua potencia efetiva, mas aos valores históricos de fornecimento das hidrelétricas, critérios estes determinados pela ANEEL em que são observados os riscos de não fornecimento de energia ao mercado e a variação hidrológica dos reservatórios ao qual faz parte a hidrelétrica. Ainda participam dos cálculos que determinam a energia assegurada os valores das indisponibilidades programadas (paradas para manutenção) e forçadas das hidrelétricas.

A energia assegurada das hidrelétricas é homologada pela ANEEL.

Os geradores devem receber seus montantes de energia assegurada total desde que a soma da geração dos participantes do MRE seja igual ou maior ao total do submercado (região). Caso contrário, os participantes recebem proporcionalmente às suas energias asseguradas.

Quando existir alocação de excedentes de energia assegurada para geradores que não produziram seus montantes totais desta energia, primeiramente é feito o complemento entre os geradores que pertencem ao mesmo submercado, e o saldo remanescente será alocado aos outros submercados até o complemento da energia assegurada dos seus participantes.

2.6 Despacho Centralizado

O despacho centralizado de carga é um conjunto instruções que orientam as ações correlacionadas à operação de um sistema eletro energético integrado.

As hidrelétricas que fazem parte do MRE são despachadas pelo ONS, onde a programação da geração é feita de forma racional e confiável e econômica para suprir as necessidades do sistema elétrico.

2.7 Nível Hidrológico

O Brasil é um país com grandes dimensões territoriais, onde apresenta muitas diferenças hidrológicas significativas entre as suas regiões, assim podendo acontecer períodos de seca e de chuvas em momentos diferentes.

As unidades geradoras fisicamente postadas na região que apresenta seca poderão armazenar pouca água para a geração, conseqüentemente sua produção de energia ficará abaixo da média nacional e, em contra partida, na região com chuvas a produção de energia poderá ficar acima da média, viabilizando a transferência de energia entre regiões.

2.8 Sazonalização

A sazonalização é o processo que distribui o valor anual de energia dos contratos em montantes mensais, conforme o perfil de carga do agente, como mostra a Figura 5.

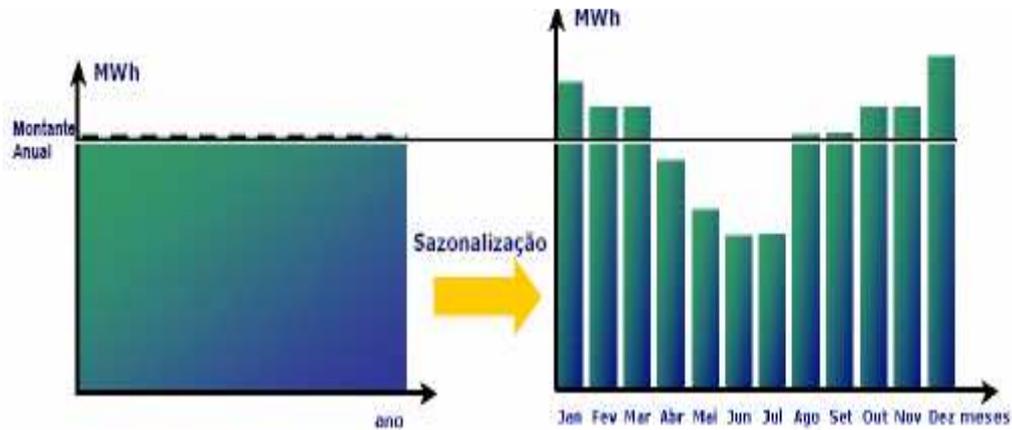


Figura 5: Sazonalização mensal de contratos.

Fonte: CCEE, 2007.

2.9 Modulação

A Modulação é o processo que distribui os valores mensais de energia dos Contratos em valores horários, conforme mostra a Figura 6.

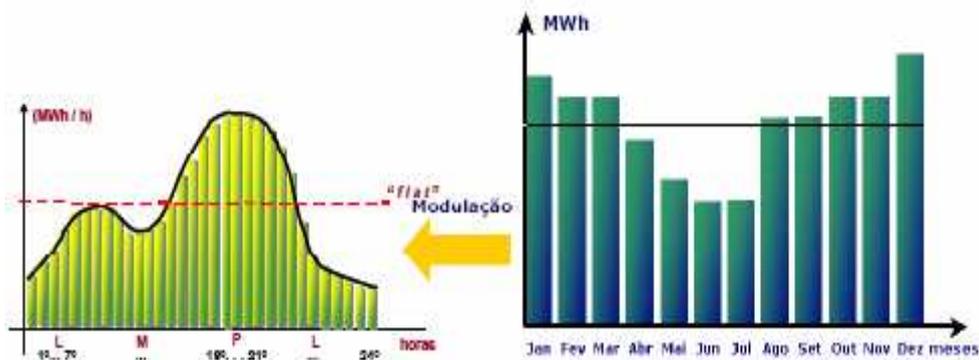


Figura 6: Modulação de contratos.

Fonte: CCEE, 2007.

2.10 Compensação dos Custos de Geração

As geradoras que fazem parte do MRE colaboram entre si com o objetivo de completar as necessidades das empresas que, por condições hidráulicas desfavoráveis, ou por indisponibilidade programada ou forçada não atingiram o seu nível de geração alocada.

Pela geração excedente à média de geração do MRE, as empresas que suprem as demais recebem o valor da Taxa de Recuperação de Custos da Geração⁶.

2.11 Energia Secundária

Quando a energia produzida pelos participantes do MRE for maior ou igual ao total da energia assegurada deste mecanismo o excedente que ultrapassa as cotas das energias asseguradas, é chamada de energia secundária.

Se houver energia secundária no sistema, os participantes do MRE que produziram acima da sua energia assegurada repassam esta energia para o MRE e posteriormente recebem sua parcela de energia secundária.

O gerador que produzir abaixo da energia assegurada destinada ao MRE, receberá primeiro sua cota de complemento da energia assegurada e depois a sua cota desta energia proporcional ao seu limite da energia assegurada.

A energia secundária será alocada primeiramente aos participantes do mesmo submercado no qual ela foi gerada e posteriormente repassada aos participantes de outros submercado se os mesmos tiverem direito ao preço do PLD.

6 Compensação dos Custos de geração - O MRE compensa os Geradores que fornecem energia ao sistema acima do seu montante de Energia Assegurada. Isto é feito por meio do pagamento de seus custos variáveis de operação (exceto combustível) e das compensações financeiras pelo uso da água. Estes custos serão então totalizados de todos os Geradores que doarem energia ao MRE, e o valor médio por MWh será pago por todos aqueles que receberem energia do MRE. Segundo a Resolução ANEEL nº. 684/2003, o valor da Taxa de Recuperação de Custo de Geração para o pagamento das transferências de energia entre as usinas do MRE fica estabelecido em 7,47 R\$/MWh., (CCEE,2007)

3 MRE – MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA

O MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) é um dos novos mecanismos criados dentro do novo modelo do setor elétrico brasileiro, com o objetivo de compartilhar os riscos hidrológicos.

Composto por usinas hidrelétricas onde seu despacho de carga é centralizado e otimizado pela ONS, de forma a minimizar os custos operativos e custos marginais que se relacionam com a afluência hidrológica de cada submercado e as restrições operativas, conforme ilustrada anteriormente na Figura 1.

Este mecanismo visa assegurar que todas as usinas associadas ao MRE recebam suas cotas proporcionais de energias asseguradas independente da sua produção real de energia gerada naquele período. A cota de cada participante poderá ser maior ou menor que a sua energia assegurada na proporção da energia total gerada por todas as usinas do MRE.

3.1 O Processo do MRE

O processo da contabilização do MRE está documentado na CCEE / Regras de Comercialização – MÓDULO 4 – Mecanismo de Realocação de Energia (CCEE, 2007), conforme fundamentação conceitual abaixo:

- Cada gerador deverá receber seu nível de Energia Assegurada, desde que os geradores participantes do MRE como um todo, gerem de maneira agregada, seus níveis de Energia Assegurada,
- Se o total da produção destinada ao MRE das usinas participantes for maior ou igual ao total das Energias Asseguradas (Energia Assegurada do Sistema), cada usina terá alocação igual à sua Energia Assegurada, mais uma parte do excedente, chamada de Energia Secundária,
- Quando há no sistema Energia Secundária, as usinas que têm produção destinada ao MRE acima da Energia Assegurada doam todo esse excesso ao MRE, e depois recebem de volta sua parte da Energia Secundária,
- Usinas que têm produção destinada ao MRE abaixo de sua Energia Assegurada recebem do MRE a Energia Assegurada até o seu limite, e depois

sua parte da Energia Secundária. Toda a Energia Secundária é alocada a todas as usinas, na proporção de suas Energias Asseguradas,

- A alocação de energia dos geradores com excedente de Energia Assegurada para os geradores com déficit de Energia Assegurada é feita prioritariamente entre geradores dentro de cada Submercado. O excedente remanescente é alocado então a partir dos Submercados superavitários para os deficitários, até o preenchimento dos níveis de Energia Assegurada. A alocação de Energia Secundária também é realizada prioritariamente dentro do Submercado onde foi gerada. Se ainda houver direito a receber Energia Secundária, esta é alocada de outros Submercados,
- A alocação de Energia Assegurada e Energia Secundária em outros Submercados pode acarretar exposição aos Agentes devido ao diferencial de preços entre os Submercados, entretanto, a alocação de Energia Assegurada em Submercados diferentes daquele onde está localizada a usina do gerador tem direito ao alívio de exposição. Esse direito ao alívio não se estende às alocações de Energia Secundária.

Abaixo é mostrado de forma esquemática como é realizado o processo de contabilização do MRE, fonte CCEE – Treinamento Agentes de Geração, 2006.

1. A usina 3 gerou acima de sua energia assegurada, enquanto as usinas 1 e 2 geraram abaixo de suas asseguradas, conforme Figura 7.

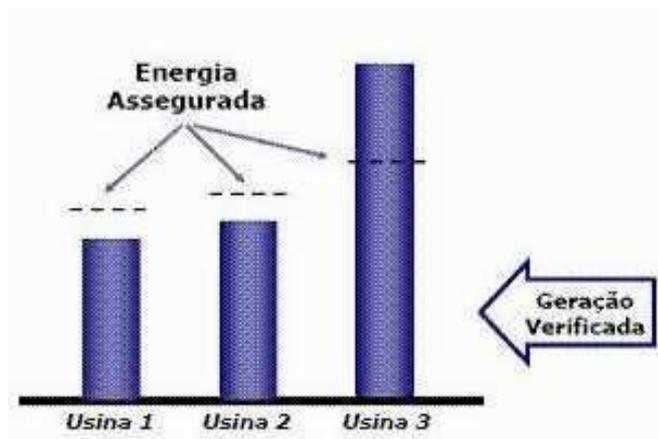


Figura 7: Energia Assegurada MRE.

Fonte: CCEE, 2007.

2. A usina 3 cede toda a sua produção acima da assegurada para o MRE, conforme Figura 8.

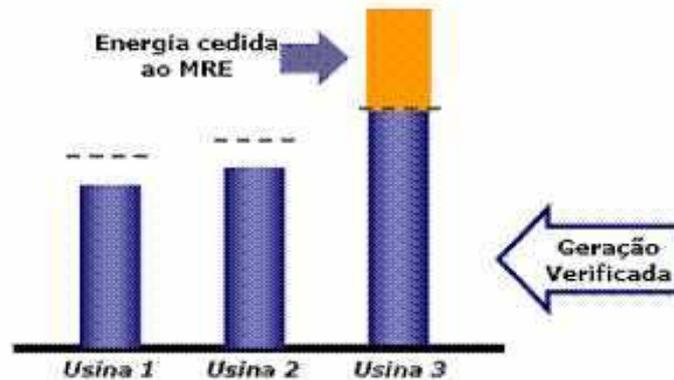


Figura 8: Energia cedida ao MRE.

Fonte: CCEE, 2007.

3. Essa energia é realocada para as usinas 1 e 2 até que essas atinjam suas energias asseguradas. Após a realocação, a usina 3 ainda apresenta produção acima de sua assegurada e esta sobra é denominada energia secundária, conforme Figura 9.

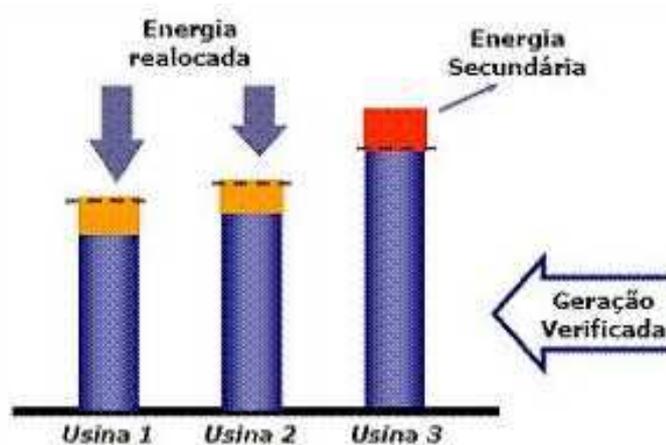


Figura 9: Energia realocada.

Fonte: CCEE, 2007.

4. A alocação de energia secundária ocorrerá na proporção das energias asseguradas de cada usina, conforme Figura 10.

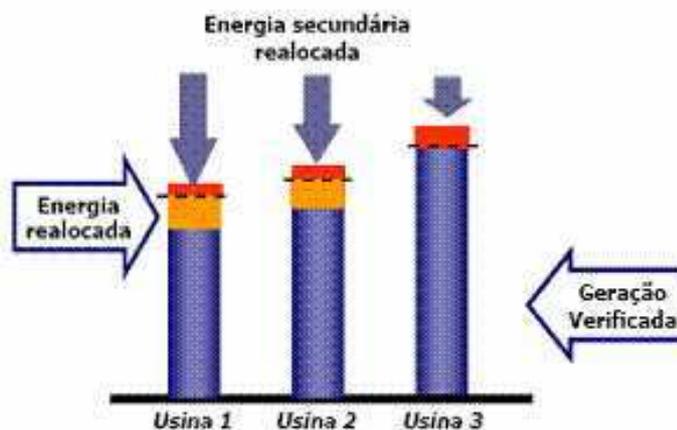


Figura 10: Energia Secundária Realocada.

Fonte: CCEE, 2007.

3.2 Mudanças no Setor Elétrico Brasileiro

As alterações que o Setor Elétrico Brasileiro sofreu nas últimas décadas até chegar ao modelo vigente. O Quadro 1 apresenta as principais mudanças entre os modelos já existentes e o atual.

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatal	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização

Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	Ambiente livre: Preços livremente negociados geração e comercialização. Ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação: 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateado entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidado no MAE	Sobras/déficits do balanço na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit (MCSD) para DIS.

Quadro 1: Mudanças no Setor Elétrico Brasileiro.

Fonte: CCEE, 2006.

3.3 Ambiente Competitivo.

Com a atual política do governo e com as regulamentações da ANEEL as empresas estatais e privadas estão convivendo em um mesmo ambiente competitivo na Geração de Energia Elétrica, assim, é necessário analisar alguns fatores que influenciam diretamente nas finanças das empresas.

A importância do planejamento da manutenção no sentido de se escolher o melhor momento para as paradas das unidades geradoras para a operacionalização das manutenções preventivas sistemáticas e até mesmo das manutenções corretivas deve-se a seu importante papel na integridade dos equipamentos, no aumento da vida útil, mas no setor elétrico, principalmente pela confiabilidade e maior disponibilidade para otimizar a produção nos momentos de melhor condição hidrológica. A manutenção, neste caso, deve estar diretamente envolvida com a

produção, gerando energia para atender a contratos e produzindo rentabilidade para a empresa quando disponibiliza equipamento para a produção de energia.

3.4 A Manutenção

Segundo Branco (1996), são medidas necessárias para a conservação ou a permanência de alguma coisa ou de uma situação.

A Norma NBR5462-1994 da ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas) (BRANCO, 1996), descreve que manutenção é combinação de ações técnicas e administrativas, incluindo as de supervisão, destinadas a manter ou recolocar um item em um estado no qual possa desempenhar uma função requerida. Destaca, portanto, o papel da integração desta área com outras relativas à vida da empresa.

Ampliando o conceito, Moreira Filho (2002a) define que é toda ação desenvolvida com a finalidade de detectar, prevenir ou corrigir defeitos e falhas, sendo utilizada para melhorar as condições específicas ideais de operação e segurança de um componente, equipamento ou sistema, a um custo otimizado.

Nestes referenciais são destacadas as importâncias da articulação entre as metas da manutenção e as metas da produção, além do custo otimizado na produção e manutenção. No setor elétrico, a produção está intimamente relacionada às condições hidrológicas (cheias ou vazantes que determinam o vertimento de água) e depende das condições de confiabilidade e disponibilidade do equipamento nas épocas ótimas para geração de energia.

A prática da manutenção neste setor de produção deve acompanhar esta sazonalidade de condições além de outras referentes ao MRE, que vão determinar uma possibilidade maior de produção e / ou demanda maior a ser atendida no mercado de energia.

3.4.1 A História da Manutenção

Segundo Moubrey (2000), a manutenção nos últimos quinze anos evoluiu mais do que qualquer outra disciplina de gerenciamento, devido ao grande número de diversidade de itens físicos (instalações, equipamentos e construções) que têm de ser mantidos em todo mundo, pois, apresentam projetos mais complexos com novas

técnicas de manutenção e enfoques sobre a organização e as responsabilidades da manutenção.

O termo "manutenção" tem sua origem no vocabulário militar, cujo sentido era "manter", nas unidades de combate, o efetivo e o material num nível constante. O aparecimento do termo na indústria ocorreu por volta do ano de 1950 nos Estados Unidos da América.

Nos últimos anos, em função da acirrada competição econômica internacional e da decorrente busca do incremento da produtividade, a função manutenção deixou de ser considerada um centro de custos, sendo agora vista como um gerador de lucros, nos países do chamado Primeiro Mundo. (MOREIRA FILHO, 2002a)

A evolução e desenvolvimento da indústria principalmente a da aviação mostrou a grande preocupação em eliminar as falhas, mas para isso era necessário diagnosticá-la, sendo imprescindível o conhecimento de profissionais especialistas para estas análise e orientação das diretrizes sobre a manutenção da produção. Surge assim, a "Engenharia da Manutenção", que teria como atribuições o planejamento e controle da manutenção. A Figura 11 mostra as três gerações e a expectativa de crescimento da manutenção.

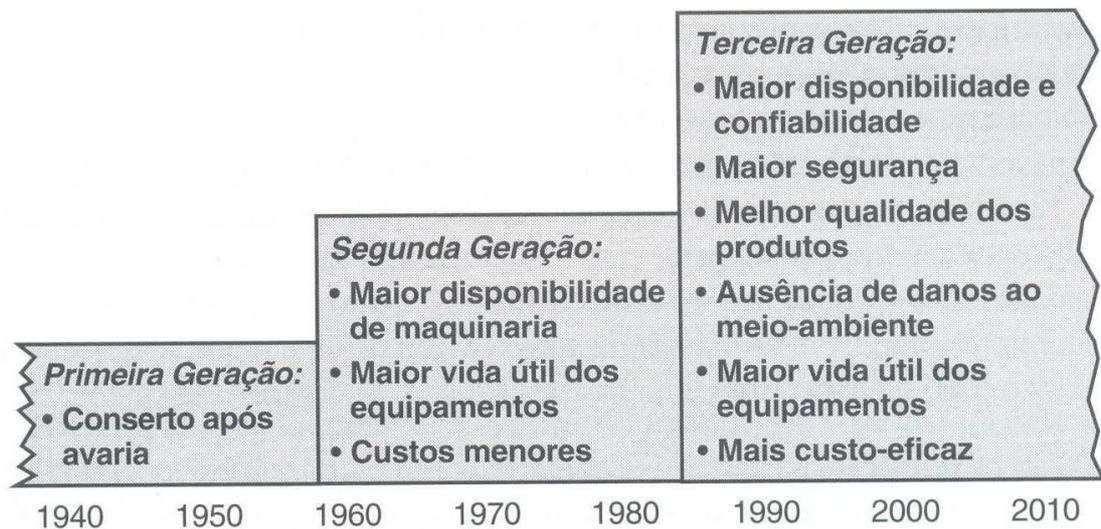


Figura 11: Expectativas Crescentes da Manutenção.

Fonte: MOUBRAY, 2000.

3.4.2 Tipos de Manutenção

Conforme as intervenções são realizadas nos equipamentos, sistemas ou instalações podem caracterizar tipos diferentes de manutenção, sendo importante que as definições sejam claras e específicas para que não haja equívocos quanto aos seus tipos, conforme definido por Moreira Filho (2002a) abaixo:

- **Manutenção corretiva**

Realizada de forma não programada (emergência ou urgência) para corrigir “falhas” ou “defeitos graves” em componentes, equipamentos ou sistemas, visando restabelecê-los a sua função requerida.

- **Manutenção Preventiva**

Executada com a finalidade de prevenir ou detectar anomalias, visando evitar ou reduzir a probabilidade de falhas e defeitos em componentes, equipamentos ou sistemas.

- **Manutenção Preventiva Sistemática**

Todos os serviços executados e planejados segundo critérios de periodicidades preestabelecidos, números de manobras, número de comutações, horas de funcionamento, corrente de curto-circuito, etc.

- **Manutenção Preventiva Não Sistemática**

Programada segundo o acompanhamento das características e do estado de um componente, equipamento ou sistema que interferem no fornecimento de energia e na segurança, levando em consideração valores predeterminados e correções de defeitos de baixa gravidade.

- **Manutenção Preditiva**

Atividades de inspeção, controle e ensaio, realizados em instalações sem, contudo indisponibilizar operativamente o componente, equipamento ou sistema supervisionado. (Predizer ou estimar o ponto ótimo para intervenção no componente, equipamento ou sistema supervisionado).

- Manutenção Produtiva

Entendida como a melhor aplicação dos diversos métodos de manutenção, com objetivo de otimizar os fatores econômicos da produção, garantindo a disponibilidade e maior produtividade dos equipamentos com menor custo.

3.4.3 Política de Manutenção

A política de manutenção consiste na definição de objetivos técnico-econômicos relativos ao domínio das instalações e equipamentos da empresa, pelo serviço de manutenção.

Deve ser estabelecida sob a forma de compromisso entre três fatores:

- Fator técnico: disponibilidade e durabilidade dos equipamentos,
- Fator humano: melhores condições de trabalho, segurança, qualidade dos serviços prestados e
- Fator econômico: menores custos de manutenção.

Para transformar a função manutenção numa atividade estável e garantindo seu espaço e importância mesmo nas mudanças estruturais e de comando, é necessário estabelecer uma política de manutenção fundamentada em bases sólidas e com objetivos claros e bem definidos, capaz de consolidar a experiência obtida e fixar os rumos a serem seguidos.

É importante que o gestor da política de manutenção esteja atento às necessidades e mudanças do ambiente externo e interno e seja suficientemente ágil para adaptar as estratégias anteriormente adotadas ou fixar novas diretrizes para atender as novas solicitações.

A política recomendável para cada tipo de equipamento ou instalação irá depender de muitos fatores, como o critério de decisão que normalmente está associado à política de menor custo, desde que satisfeitos os aspectos de segurança e de implicações legais. No caso da manutenção no setor elétrico, ganham destaque os fatores ambientais e outros relativos às oportunidades geradas pelas regras de mercado (MRE e PLD).

3.5 A Missão da Manutenção

Hoje a missão da manutenção é garantir a disponibilidade da função dos equipamentos e instalações de modo a atender a um processo de produção ou serviço, com confiabilidade, segurança, preservação do meio ambiente e custos adequados. (KARDEC; NASCIF, 2001)

No setor elétrico, esta função é importante, pois todos os fatores relativos à produção e energias geradas são regulados e monitorados tendo em vista as garantias de oferta ao consumidor e equilíbrio no mercado.

Uma das principais funções da área de manutenção no setor é garantir a disponibilidade do equipamento no momento oportuno para produção de energia garantindo assim a confiabilidade do SIN.

3.6 Gerência da manutenção

Cabe ao gestor de manutenção aplicar os melhores métodos relacionados tanto à administração e manutenção dos equipamentos, com o objetivo de otimizar custos de produção com maior produtividade.

Apesar da importância da manutenção no controle de custos, a gestão de manutenção no setor elétrico tem vital importância na geração de rentabilidade, pois é peça fundamental no aproveitamento dos momentos oportunos para produção.

3.7 Diretrizes

Para Moreira Filho, (2002a), as diretrizes são responsáveis pela fixação dos rumos da manutenção, mostrando a importância da participação, envolvimento e comprometimento da alta gerência da empresa. A política envolve áreas de execução e de engenharia de manutenção.

Segundo Moreira Filho, (2002a) as diretrizes possíveis de serem adotadas em grandes empresas são:

- 1ª. Buscar uniformização da metodologia nos trabalhos que atendam objetivos comuns.

Devem-se centrar esforços, sempre que possível, na uniformização de metodologias, para evitar a dispersão de esforços na elaboração de trabalhos

similares em áreas diferentes. Sem isso, existirá dificuldade em uma avaliação gerencial por impossibilidade de sua consolidação.

- 2ª. Estabelecer e reavaliar procedimentos, métodos e periodicidades de manutenção.

Para cada equipamento ou instalação deve ser criteriosamente estabelecida a filosofia de manutenção que se pretende adotar. Esta filosofia deve ser estabelecida e periodicamente reavaliada, de tal forma que seja garantida uma padronização e racionalização das ações e freqüências de suas intervenções, tornando-as mais produtivas.

- 3ª. Estabelecer e reavaliar critérios de prioridade de manutenção.

O processo de tomada de decisão no âmbito da gestão de manutenção requer um conjunto de informações que, na maioria das vezes, são interdepartamentais tais como: condições operativas de uma instalação ou equipamento, existência ou não de sobressalentes, tempo de restabelecimento, confiabilidade da instalação, custos e tecnologias envolvidas, aspectos ambientais e importância do equipamento ou instalação.

Nesse contexto, não só sob o aspecto técnico como também o econômico e o ambiental, tais critérios devem ser bastante flexíveis para que possam ser adaptados sempre que as condições internas ou externas assim o exigirem.

- 4ª. Planejar e controlar a manutenção.

É necessário estabelecer os planos e programas de manutenção, definição de responsabilidades, alocação de recursos humanos dentro de uma estrutura organizacional adequada, alocação de recursos materiais e financeiros, distribuição uniforme de cargas de trabalho no tempo, acompanhamento da execução da manutenção, medição e análise de resultados que proporcionem informações de feedback para controle e maximização dos resultados.

Todas essas atividades devem ser desenvolvidas dentro de uma abordagem sistêmica, através da utilização de técnicas padronizadas para o planejamento, análise e controle das ações de manutenção.

- 5ª. Analisar o desempenho dos equipamentos e instalações.

Para cada tipo de equipamento e instalação deve ser definida uma forma de acompanhamento do seu desempenho que permita uma boa avaliação de sua vida útil e econômica. Indicadores do tipo, taxa de falha, disponibilidade e tempo de reparo, além dos custos de manutenção, são os indicadores normalmente utilizados para tal avaliação.

A análise do desempenho dos equipamentos e instalações tem grande importância no planejamento da manutenção e para realimentação da área de projeto.

- 6ª. Estabelecer critérios para definir a estrutura organizacional da manutenção.

A procura de maior flexibilidade, agilidade, independência, economia e eficiência da estrutura que dá suporte à manutenção, passa necessariamente pela discussão de sua organização.

Fatores, tais como: o inter-relacionamento operação - manutenção, a posição da manutenção dentro do organograma da empresa, a atuação articulada entre engenharia de manutenção e órgãos executivos de manutenção, o suporte tecnológico fornecido por laboratórios e oficinas, a centralização ou descentralização de atividades, a terceirização e a própria valorização dos profissionais de manutenção, devem ser considerados no estabelecimento dos critérios que nortearão a definição da organização ótima para a sua estrutura.

- 7ª. Controlar e otimizar os custos de manutenção.

A função manutenção está correlacionada com a lucratividade, na medida em que suas ações influenciem a capacidade e os custos de produção.

Os lucros são uma das funções dos custos. Para maximizar os lucros é fundamental entender o comportamento dos custos. Nesse contexto, torna-se essencial o estabelecimento de modelos padronizados para a apropriação, medição, análise e controle dos custos, visando otimizá-los.

- 8ª. Estabelecer critérios para definição de recursos para a manutenção.

A definição dos recursos necessários para suprir um plano de trabalho que requeira equipes de trabalho de especialidades múltiplas, materiais de consumo,

sobressalente, instrumental e ferramental são uma decisão gerencial que envolve a tomada de decisão em assuntos, tais como: a localidade geográfica de almoxarifados, materiais e volume a estocar, pontos e tempo de ressuprimento, tecnologia de materiais, dimensionamento, distribuição e perfil de equipes de trabalho e distribuição de instrumentos e ferramentas.

A definição da composição, localização e o porte de tais recursos exigem o estabelecimento de metodologias e critérios, de tal forma que todo planejamento de manutenção possa ser executado sem dificuldades.

- 9ª. Buscar e estimular o desenvolvimento e o aperfeiçoamento do pessoal de manutenção.

As buscas da eficácia de decisões e eficiência das ações de manutenção requerem necessariamente a alocação de recursos humanos preparados e motivados, bem como a adoção de técnicas de manutenção que garantam um alto grau de confiabilidade e disponibilidade das instalações.

Desta forma, a existência de uma diretriz que estimule e motive a procura do desenvolvimento profissional, seja através de curso pela própria empresa ou pelo auto desenvolvimento, que privilegie o domínio e atualização das técnicas de manutenção é, portanto, fundamental nos dias de hoje quando deveremos trabalhar com cada vez menos pessoas.

- 10ª. Estabelecer critérios para utilização de recursos externos na manutenção.

A utilização de recursos externos nas empresas para a realização de serviços de manutenção é uma tendência mundial e uma alternativa importante com que se deve contar. No entanto, a sua aplicação deve ser precedida do estabelecimento de critérios de avaliação, de modo a permitir que essa decisão seja a melhor possível.

Com isso, alguns parâmetros balizadores devem ser considerados nessa decisão, tais como: economicidade, necessidade, tecnologias envolvidas, estratégia de atuação, disponibilidade de atendimento, perda de produção e de equipamento. É importante que esteja bem claro o objetivo e a área de atuação da empresa para permitir a correta identificação das áreas onde serão viáveis os serviços de terceiros.

3.8 Estratégias

A manutenção para ser estratégica precisa estar voltada para os resultados empresariais das organizações, sendo preciso, sobretudo, deixar de ser apenas eficiente para se tornar eficaz; ou seja, não basta apenas reparar o equipamento ou instalação rapidamente e, sim manter a função do equipamento disponível para operação reduzindo a probabilidade de uma parada de produção não planejada. (KARDEC e NASCIF, 2001).

O ONS monitora o cronograma das paradas de manutenção de todo o SIN, observando a disponibilidade do equipamento em relação a três fatores variáveis conforme o momento. São eles: fatores hidrológicos relacionados, requisitos de carga (o que o sistema está necessitando), otimização de custos gerais da produção para com isso garantir a confiabilidade do sistema definindo ainda as condições de acesso à malha de transmissão em alta tensão do país. Nestas condições, terá preferência para gerar energia aquelas UHE's que estiverem em condições de disponibilidade do equipamento, fatores que vão definir a oportunidade de aumentar a produção mesmo que se retifique o cronograma de paradas.

A consideração que vai definir a decisão sobre a reprogramação da parada deve ser a integridade física do equipamento.

4 LEGISLAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E SUAS PENALIDADES

A Resolução 688 foi criada em 24 de Dezembro de 2003. Esta aprova as Regras de Mercado, com o intuito de incentivar a eficiência da disponibilidade através da geração de energia elétrica de unidades geradoras que participam do MRE.

Em seu artigo primeiro aprova as Regras de Mercado e o incentivo a disponibilidades das usinas, assim encampando as diretrizes desta resolução.

Em seu artigo segundo, o assunto abordado trata dos - Encargos de Serviços do Sistema – ESS, encargos que as concessionárias de distribuição de energia elétrica participantes do MAE⁷ passaram a pagar valores vinculados ao consumo dos clientes livres.

O artigo terceiro é preponderante na determinação das penalidades que a Resolução 688 determina, pois conforme estabelecido, as usinas que fazem parte do MRE estarão sujeitas a redução de sua energia assegurada através do de Mecanismo de Redução da Energia Assegurada – MRA⁸, desde que não cumpram os valores mínimos estabelecidos pelo índice de disponibilidade mensal verificada comparado ao valor de referencia calculado. A penalidade imposta pelo MRA não altera a garantia física das usinas para fins de verificação do lastro de venda e do limite de contratação, mas reduz a energia assegurada dos participantes dentro do MRE, baseada nos valores dos índices mensais de indisponibilidades constatados pela média móvel dos últimos 60 meses.

Assim, com a aplicação desta penalidade aos participantes com índices de indisponibilidades programadas e forçadas inferiores ao de referência, conforme Quadro 3, terão suas energias alocadas diminuídas. As energias alocadas dos demais participantes do MRE serão aumentadas.

7 MAE - Mercado Atacadista de Energia - ambiente organizado e composto por regras claramente estabelecidas, no qual se processam as transações de compra e venda de energia entre os participantes.

8 MRA - Mecanismo de Redução das Energias Asseguradas - este mecanismo visa verificar se cada usina participante do MRE cumpriu ou não os requisitos de disponibilidade estabelecidos através de valores de referência para as taxas equivalentes interrupções (forçadas e programadas). Se os índices verificados forem inferiores aos índices de referência, a energia assegurada do empreendimento hidrelétrico será reduzida proporcionalmente às diferenças.

O ONS tem a responsabilidade de processar mensalmente os índices de disponibilidades verificada das usinas através das equações das taxas equivalentes a seguir, conforme a Resolução 688:

- I. O cálculo da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada (TEIFa) deverá ser feito, para cada usina, conforme a Equação 1:

$$TEIFa = \frac{HDF + HEDF}{HS + HDF + HRD + HDCE} \quad \text{[Equação 1]}$$

Onde:

HDF = Horas de Desligamento Forçado;

HEDF = Horas Equivalentes de Desligamento Forçado – a unidade opera com potência nominal limitada, associada a uma condição forçada;

HS = Horas em Serviço – a unidade opera sincronizada ao sistema;

HRD = Horas de Reserva Desligada – a unidade não está em serviço por interesse sistêmico, apesar de disponível para operação e

HDCE = Horas Desligada por Condições Externas – unidade não está em serviço por condições externas às suas instalações.

- II. O cálculo da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada (TEIP) deverá ser feito, para cada usina, conforme a Equação 2:

$$TEIP = \frac{HDP + HEDP}{HP} \quad \text{[Equação 2]}$$

Onde:

HDP = Horas de Desligamento Programado;

HEDP = Horas Equivalentes de Desligamento Programado – a unidade opera com potência nominal limitada, associada a uma condição programada e

HP = Total de Horas do Período de Apuração considerado – mês.

Os cálculos da TEIF e TEIP são necessários para que possa ser calculado o ID - Índice de Disponibilidade e, conseqüentemente, o FID - Fator de Disponibilidade que é determinado pela razão entre o Índice de Disponibilidade e o Índice de Disponibilidade Verificado, conforme Equações 3 e 4:

$$ID = (1 - TEIF) * (1 - TEIP) \quad \text{[Equação 3]}$$

$$FID = ID / IDRef \quad \text{[Equação 4]}$$

O IDRef - Índice de Disponibilidade Verificado é determinado pela ONS, vinculado à potência da unidade geradora conforme Quadro 2.

Potência unitária (MW)	TEIF	IP = TEIP	DISP (%) = ID Ref.
10 a 29	0,02333	0,06861	90,806
30 a 59	0,01672	0,05403	92,925
60 a 199	0,02533	0,08091	89,376
200 a 499	0,02917	0,12122	84,961

Quadro 2: Índice de Referências ONS.

Fonte: ONS, 2006.

O valor do FID calculado terá um valor máximo fixado em 1, mesmo quando o ID for maior que o IDRef, sendo que se este índice calculado for maior ou igual a 1 não é alterada a energia assegurada, mas se for menor este valor determinará a redução da energia assegurada da usina penalizada.

4.1 Energia Assegurada de uma Usina

A garantia da energia assegurada dentro do MRE é determinada conforme determina as Regras de Comercialização – Módulo 4 - Energia Assegurada.

Para cada Usina “p”, participante do MRE, em cada Período de Comercialização “j” a Energia Assegurada (ASS_{1pj}), referida ao Centro de Gravidade, deverá ser determinada de acordo com a Equação 5:

$$ASS_{1pj} = (FASS_{pj} + CIC_{ASSpj} + EA_{CCEARpj}) * FID_{pm} \quad \text{[Equação 5]}$$

Onde:

$FASS_{pj}$ = Energia Assegurada Livre;

CIC_{ASSpj} = Energia Assegurada Comprometida com Contratos Equivalentes;

$EA_{CCEARpj}$ = Energia Assegurada Comprometida com o CCEAR Modulada.

A Equação 5 mostra que o valor da FID será multiplicado pela energia assegurada, assim determinando a penalidade se < 1 , ou não se ≥ 1 .

4.2 Indisponibilidades com expurgo

No artigo 3º, inciso 7º, a ONS com o intuito de minimizar possíveis penalidades referentes a indisponibilidades, deverá desconsiderar os seguintes motivos desde que justificados adequadamente pelo agente de geração:

I - períodos atípicos relativos ao início de operação comercial de unidade geradora, seja ela nova ou tenha sido objeto de modernização ou reforma que traga ganhos operativos ao sistema elétrico;

II - manutenção programada de longa duração, relativa à modernização ou reforma, no período de 1º de janeiro de 2001 a 30 de junho de 2004 e

III - modernização ou reforma que traga ganhos operativos ao sistema elétrico, no período acumulado de até 6 (seis) meses durante 15 (quinze) anos ou de até 12 (doze) meses no período de 30 (trinta) anos de operação comercial da unidade geradora, desde que não esteja contemplada no inciso II”.

Todas estas situações que são desconsideradas no cálculo das indisponibilidades, isto é expurgadas, tornam-se um aspecto importante a ser analisado que é a “Curva da Banheira”. Esta representa o comportamento da frequência das ocorrências de falhas dos equipamentos, que afetam diretamente os

Indicadores de Desempenho. As instalações e o desempenho dos equipamentos avaliados através do modelo da “Curva da Banheira” apresentam três fases distintas:

1ª Fase – Mortalidade Infantil: causada geralmente por causas relacionadas a projeto e fabricação.

2ª Fase – Vida Útil: as causas que afetaram a 1ª fase foram eliminadas, assim as taxas de falhas tornam-se estáveis.

3ª Fase – Envelhecimento: nesta fase os equipamentos começarão a falhar devido a problemas relacionados ao limite de sua vida útil, apresentando como causa fundamental a fadiga e o envelhecimento.

Segundo Guimarães, (2006), deve-se ressaltar que as manutenções preventivas e as melhorias nos processos e projetos reduzem as ocorrências de falhas, podendo até eliminar a “Mortalidade Infantil”, e em consequência aumentar a vida útil das instalações.

A Figura 12 apresenta as 3 fases da “Curva da Banheira”.

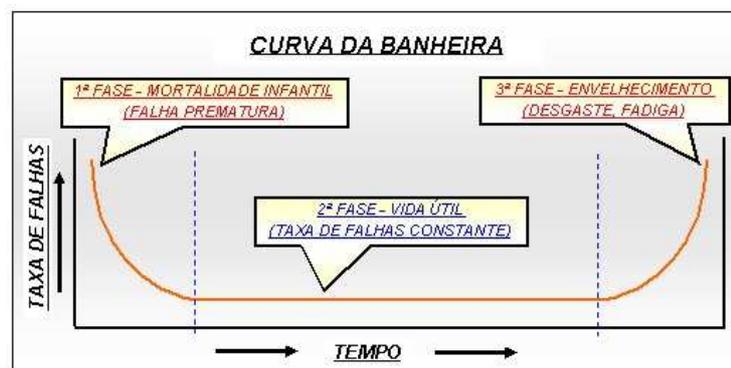


Figura 12: Gráfico Representativo da “Curva da Banheira”.

Fonte: Adaptado de Weber, 2003.

5 METODOLOGIA DA PESQUISA

Em face do cenário apresentado, o presente trabalho, pretende, descrever as mudanças institucionais ocasionadas pelo novo modelo de organização do setor de energia elétrica enfocando a gestão de manutenção, identificando seus reflexos nas empresas de geração. O trabalho quer destacar as influências do modelo no planejamento da manutenção, as penalidades em face da indisponibilidade das unidades geradoras e os impactos das flutuações da produção do setor e do mercado de energia sobre os custos e receitas da empresa.

Pretende avaliar o impacto dos aspectos flutuantes das condições hidrológicas, do MRE e PLD nas receita da empresa e nas decisões sobre as intervenções de manutenção programada e, como resultado do estudo, pretende gerar critérios de decisão sobre cronograma de intervenções de modo a otimizar a relação produção x receita sem pôr em risco a saúde e vida útil do equipamento.

A metodologia utilizada é de pesquisa *ex-post-facto*, ou seja, tomados os dados de um banco de dados de uma empresa de geração de energia, referentes a um dado período, simular cálculos visando verificar o impacto de aspectos não considerados no planejamento da manutenção e na previsão sobre disponibilidade do equipamento sobre a produção. O experimento visa detectar a carga de energia gerada em momentos de capacidade hidrológica e sua participação no mercado, além dos reflexos na receita por geração de energia assegurada e venda de energia secundária.

A natureza da pesquisa é aplicada, pois busca estabelecer relações entre variáveis pertinentes ao processo de geração de energia e que não são suficientemente relevados e estudados, mas que o autor julga necessárias.

Quanto à abordagem do objeto de estudo é descritiva. Baseado em descrições quantitativas e na interpretação da correlação entre os dados obtidos quantitativamente, será feita uma análise qualitativa do conteúdo.

A coleta de dados deste estudo ocorreu da seguinte forma:

- Documentação indireta:
 - Consulta de bibliografias relativas ao assunto proposto;

- Dissertações de Mestrado;
 - Publicações: artigos de periódicos científicos referentes ao setor de produção;
 - Pesquisas em páginas da *Internet*.
- Documentação direta:
- Banco de dados de empresa de geração de energia.

Usando a base teórica apresentada no capítulo 2, serão definidas as referências metodológicas utilizadas para a execução do trabalho: Reflexos do Planejamento da Manutenção na Produção e Rentabilidade em Usinas de Geração de Energia Elétrica.

Este trabalho trata de uma análise dos impactos que a nova regulamentação do SEB exerce sobre as empresas deste setor e conseqüentemente como podem afetar a confiabilidade energética do sistema elétrico, a disponibilidade do equipamento e a rentabilidade das UHE.

Percebe-se uma influência do ambiente externo nas empresas deste setor para adequar-se ao novo ambiente competitivo devido à concorrência. Assim de acordo com Wright *et al* (2000), todas as empresas são afetadas por quatro forças macroambientais:

- As políticas legais;
- As econômicas;
- As tecnológicas e
- As sociais.

Estas forças devem ser investigadas e compreendidas pelas empresas, para que possam ser criados os cenários que retratam os comportamentos futuros dos fatores ou variáveis que influenciam o ambiente.

Segundo Mintzberg (1984), o observador deve analisar a influência do ambiente externo com relação às mudanças e a variação do comportamento ambiental.

Assim, a pesquisa quanto: à sua natureza; a abordagem do problema; aos objetivos e procedimentos técnicos está alinhada à pergunta que justifica a execução deste trabalho: Os critérios para decisão, vertimento e PLD, quanto ao planejamento das paradas para manutenção, têm reflexos na rentabilidade da UHE? Se afetarem, quais são os rendimentos, os custos, benefícios e penalidades decorrentes da consideração de outros critérios na adequação do cronograma de paradas considerando a atualização dos dados sobre as condições hidrológicas, o MRE e PLD?

5.1 Pesquisa e sua classificação

Para Gil, (1991), do ponto de vista dos seus objetivos, a pesquisa pode ser Pesquisa exploratória, descritiva ou explicativa.

No caso específico deste trabalho, uma combinação de tipos de pesquisa veio a possibilitar o caminho para os estudos necessários.

Como pesquisa descritiva, procurou descrever as características do fenômeno estabelecendo relações entre variáveis, tendo partido de um Levantamento em Banco de Dados de uma Empresa geradora de energia hidrelétrica.

Também se caracterizou como pesquisa explicativa, pois buscou identificar os fatores que contribuíram para a ocorrência dos fenômenos em foco: produção e rentabilidade. Como se baseou em dados referentes a uma situação já estabelecida e os rearranjou para estudo das conseqüências, se caracterizou como pesquisa *ex-post-facto* realizando experimento com os dados retirados do banco de dados, procurando entender a relação entre as variáveis da situação em questão.

Por outro lado, os resultados do estudo realizado tiveram por objetivo gerar conhecimentos para aplicação prática dirigidos à solução do problema específico apresentado na delimitação do problema.

Abordado de forma quantitativa, utilizou recursos e de técnicas matemáticas para geração de dados novos sobre a situação estudada.

5.2 Desenvolvimento da pesquisa

A pesquisa retrata como deve ser o planejamento da manutenção nas empresas de geração de energia elétrica, considerando as mudanças na legislação

do SEB, adaptando-se ao ambiente competitivo, considerando as condições hidrológicas a disponibilidade de geração e de seus concorrentes.

Assim com base no que foi mostrado e nas questões e respostas a serem respondidos no estudo acima é coerente classificar a pesquisa a ser desenvolvida neste trabalho é de natureza aplicada, abordagem do problema é quantitativa, os objetivos exploratórios e o procedimento técnico experimental de acordo com a pesquisa *ex-post-facto*.

5.3 Coleta de Dados

Por tratar-se de uma pesquisa explicativa de caráter descritivo, a coleta de dados se deu através de levantamento documental, seguida da comparação e combinação de resultados da contabilização de uma empresa de geração de energia elétrica através de uma simulação visando estudar diferenças nos resultados na rentabilidade.

5.4 Delimitações da Pesquisa

A pesquisa analisará os dados de uma UHE num dado período, observando o desempenho destes fatores e sua influência nos custos, benefícios e penalidade das empresas de energia.

Pretende avaliar o impacto dos aspectos flutuantes das condições hidrológicas, do MRE e PLD nas receita da empresa e nas decisões sobre as intervenções de manutenção programada e, como resultado do estudo, pretende gerar critérios de decisão sobre cronograma de intervenções de modo a otimizar a relação produção x receita sem por em risco a saúde e vida útil do equipamento.

A metodologia utilizada é de pesquisa *ex-post-facto*, ou seja, tomados os dados de um banco de dados de uma empresa de geração de energia, referentes a um dado período, simular cálculos visando verificar o impacto de aspectos não considerados no planejamento da manutenção e na previsão sobre disponibilidade do equipamento sobre a produção. O experimento visa detectar a carga de energia gerada em momentos de capacidade hidrológica e sua participação no mercado, além dos reflexos na receita por geração de energia assegurada e venda de energia secundária.

6 GERAÇÃO DE ENERGIA

As unidades geradoras atendem certos critérios para que as mesmas fiquem indisponíveis, devido a programações de manutenções preventivas, perante o SIN e ONS.

Nas Empresas de Geração as manutenções preventivas das unidades geradoras ou usinas hidrelétricas (UHE's) seguem um cronograma previamente estabelecido onde participam vários profissionais e áreas distintas no planejamento destas programações.

A proposta do cronograma de paradas de manutenção é elaborada pela equipe da própria UHE, sendo posteriormente enviada para a equipe de gestão da manutenção, a qual verifica e sugere mudanças caso haja coincidências de paradas de manutenção com outras UHE's.

Após a confirmação de nenhuma coincidência entre as manutenções, o cronograma é enviado para a equipe de curto prazo para que seja encaminhado para a ONS analisar e posteriormente aprovar ou solicitar retificações.

Com a aprovação por parte da ONS o cronograma é disponibilizado para a consulta e acompanhamento de todos os envolvidos com os processos ligados à produção de energia.

Atualmente os fatores que são analisados e podem influenciar nas paradas das unidades geradoras são relacionados às áreas da produção e planejamento energético.

Fatores relacionados com a CCEE não são considerados na análise para escolha do momento ótimo de paralisação.

O Fluxo das paradas de manutenção programada mostra os fatores relacionados com a CCEE, sendo que estes podem influenciar diretamente na decisão de postergar ou antecipar as atividades de manutenção preventiva sistemática sem prejudicar a integridade do equipamento e consequentemente maximizando a geração e as receitas da empresa, conforme a Figura 13.

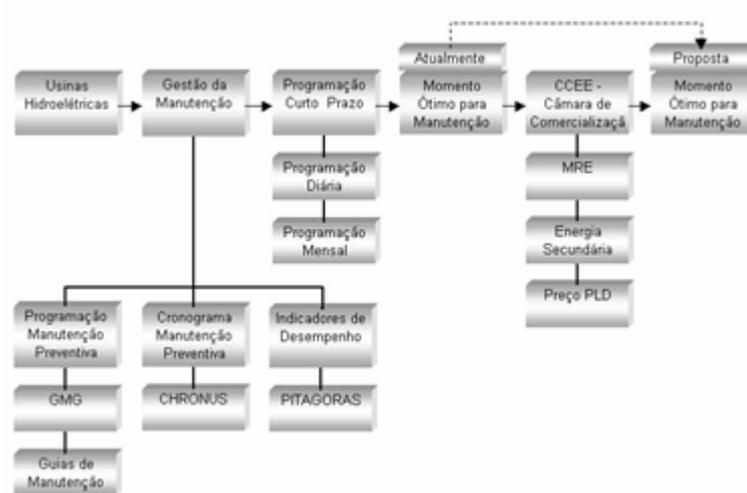


Figura 13: Fluxo das Paradas de Manutenção Programada.

Fonte: O Autor, 2006.

6.1 Usinas Hidrelétricas – UHE's

As usinas hidrelétricas são as principais fontes geradoras de energia elétrica no Brasil, com participação superior a 85% de toda geração do SIN - Sistema Interligado Nacional.

Geralmente quando projetadas as usinas hidrelétricas apresentam mais de uma unidade geradora, para melhor aproveitamento na geração de energia no caso de paradas devido às manutenções programadas e forçadas. Os revezamentos das manutenções programadas das unidades propiciam maior confiabilidade para o SIN.

Estas unidades geradoras são formadas por centenas de equipamentos que compõem o conjunto e segundo um programa de manutenção suas manutenções preventivas são realizadas periodicamente.

As usinas hidrelétricas, Figura 14, são basicamente formadas por: barragem, sistema de adução, casa de força e vertedouro, que apresentam as seguintes funções segundo Tolmasquim, (2005):

- **Barragem** – Armazenar água que é a matéria prima para gerar energia nos períodos de cheia e formação da queda d'água quando não houver desnível adequado para geração. O acúmulo desta água forma o reservatório que pode propiciar o controle das vazões naturais dos rios afluentes, condição esta estratégica na geração de energia.

- **Sistema de adução** – Captar a água do reservatório através de canais, túneis ou condutos metálicos, e conduzi-la até as turbinas que estão na casa de força.
- **Casa de Força** – Na casa de força estão às turbinas, que através da água vinda do sistema de adução transformam a energia cinética em mecânica, e o gerador transforma a energia mecânica em eletricidade. A água após passar pelas turbinas sai no canal de fuga, posteriormente voltando ao leito do rio seguindo seu curso normal.
- **Vertedouro** – Controlar o escoamento e medição das vazões, liberar o excesso do fluxo d'água que não pode ser armazenado no reservatório e absorvido pela geração da hidrelétrica, conseqüentemente garantindo a integridade da barragem devido a vazões máximas, assim mostrando ser fundamental para segurança de toda hidrelétrica.



Figura 14: Usina Hidrelétrica (UHE).

Fonte: Adaptado de Empresa de Geração, 2007.

A energia hidráulica ocorre da irradiação solar e da energia potencial gravitacional, sendo que o sol e a força da gravidade colaboram com a evaporação, a condensação e a precipitação da água sobre a superfície terrestre. Assim, a água das chuvas em harmonia, com a gravidade, flui para os leitos dos rios e através do seu movimento produz energia cinética, que posteriormente pode ser convertido em

mecânica quando em contato com as turbinas das usinas hidrelétricas e finalmente em energia elétrica.

6.2 Gestão e controle da Manutenção na UHE

O apontamento dos procedimentos e as conseqüências das atividades de manutenção preventiva sistemática estão registrados em um Banco de Dados. Algumas ferramentas compõem o Banco de Dados da Empresa de Geração que foi utilizado para a aquisição dos dados, os quais serviram para a investigação e cálculos de comprovação.

6.2.1 Portal OMNI - Operação e Manutenção Integradas

Desenvolvido por profissionais da área de TI – Tecnologia da Informação da Empresa de Geração, conforme as necessidades das áreas ligadas a Operação, Manutenção e Gestão das UHE's. O Portal OMNI tem como objetivo a integração de todos os softwares das áreas ligadas à produção de energia, no mesmo Banco de Dados, possibilitando a melhor administração dos processos e aplicativos que integram a O&M – Operação e Manutenção, conforme mostra a Figura 15.



Figura 15: OMNI – Gestão de Operação e Manutenção Integradas.

Fonte: Empresa de Geração, 2007.

Os softwares que integram o Portal OMINI utilizam um mesmo banco de dados concebido em ORACLE, onde existe um único cadastro, no qual estão os registros de todas as UHE's, seus equipamentos e componentes.

Os aplicativos que integram o Portal OMNI compilam as informações necessárias para os processos de operação e manutenção de usinas, facilitando assim a: comunicação, interação e atualização dos sistemas que estão relacionados dentro do Portal como: Programação (GMG); Gestão de Indicadores de Desempenho (Pitágoras) e Cronograma (CHRONUS).

- GMG – Sistema de Gerência da Manutenção

O GMG - Sistema de Gerência da Manutenção - tem por finalidade efetuar a gestão da manutenção das instalações das UHE's, com o objetivo de gerenciar equipamentos, instrumentos, materiais, documentação e serviços, tendo como diferencial competitivo à vantagem das melhorias contínuas que o sistema possibilita conforme NOREMBERG, *et al* (2002).

Estrutura e composição do Sistema GMG:

- Planos de manutenção;
- Planejamento de Ordens de Serviço (duração das ações, recursos de mão-de-obra, materiais, ferramentas);
- Registros de Manutenção;
- Registro dos históricos dos equipamentos;
- Análise de tendências;
- Identificação da vida útil;
- Cadastro de componentes de circulação;
- Elaboração de Orçamentos e Apuração dos Custos da Manutenção;
- Elaboração de gráficos para interpretação dos dados apurados;
- Processamento de imagens digitalizadas (vídeos), desenhos e outras informações técnicas.

A proposta principal do GMG é a utilização de uma metodologia sistemática utilizada por profissionais qualificados, que terão à disposição roteiros e instruções técnicas para a execução das tarefas relacionadas à manutenção (Guias de Manutenção).

Segundo O'Brien (2001), o desenvolvimento de sistemas de informações deve apresentar viabilidades técnicas e operacionais. Sendo que as viabilidades técnicas mostram se o tempo para aquisição ou desenvolvimento do software ou hardware satisfaz as necessidades do projeto do sistema proposto. A viabilidade operacional relaciona-se com a disposição, operação e apoio das pessoas envolvidas com o sistema.

Tela principal do software que utiliza o padrão Windows para navegação, conforme mostra a Figura 16.

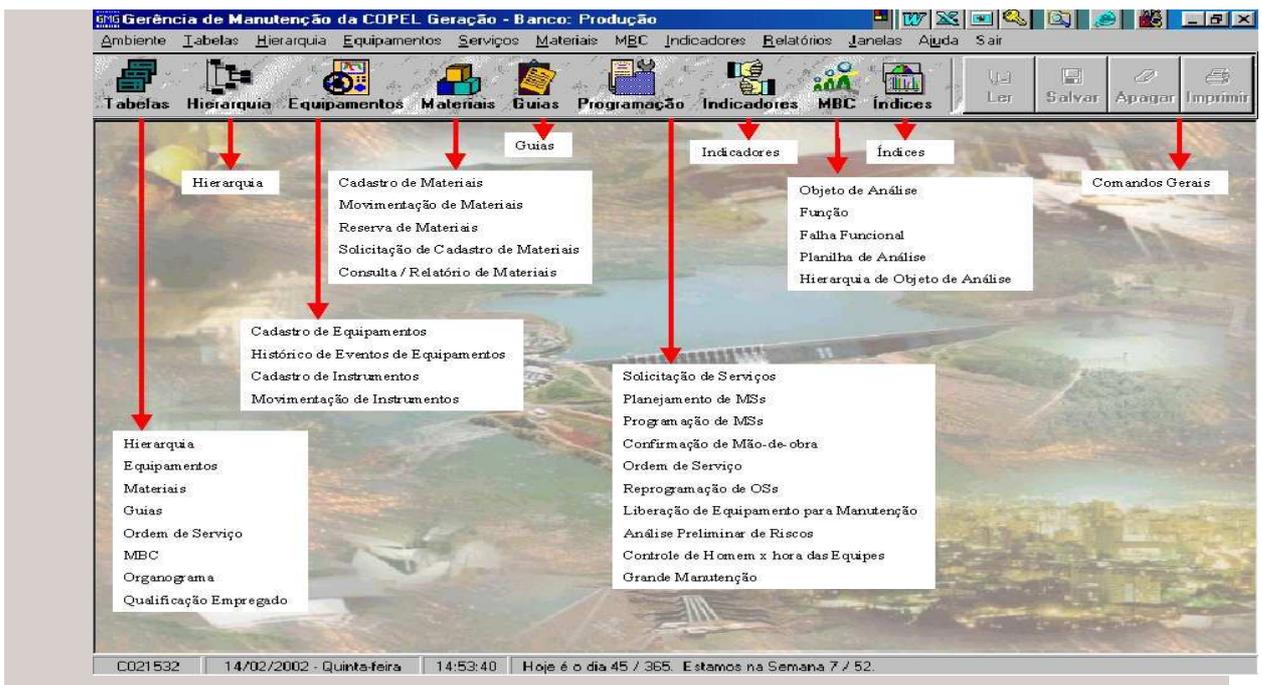


Figura 16: GMG – Tela principal do sistema.

Fonte: Empresa de Geração, 2007.

- PITÁGORAS – Gestão de Indicadores de Desempenho de Equipamentos

Segundo Davenport, (1994), os indicadores de desempenho são medidas necessárias para o gerenciamento das organizações, pois as que não possuem

indicadores não conseguirão controlar e melhorar seus processos, assim ficando obsoletas em relação as suas concorrentes.

O sistema Pitágoras foi criado para calcular, monitorar, simular, e publicar internamente os IDEAM - Indicadores de Desempenho de Equipamentos para Acompanhamento da Manutenção -, disponibilizando diversos tipos de pesquisas, relatórios e gráficos e o acesso às análises das falhas nas unidades geradoras.

Os IDEAM do sistema Pitágoras abaixo, são calculados conforme regulamentação do Submódulo 2.7, ONS, (2005) :

- Disponibilidade;
- Indisponibilidade Fora da Ponta de Carga;
- Taxa de Falhas;
- Fator de Serviço;
- Tempo Médio de Reparo.

A análise das ocorrências permite que sejam filtradas as informações relevantes para o cálculo dos indicadores, sendo que dentro deste processo de análise das falhas dos equipamentos existe o envolvimento das equipes técnicas de Manutenção das UHE's, Engenharia de Manutenção da Geração, Gestão Técnica, Centro de Operação da Geração - COG e o representante direto da superintendência.

Dentro do Pitágoras são registradas as informações relevantes abordadas na reunião de análise das falhas, juntamente com as ações preventivas e corretivas e o responsável pelo serviço, assim visando eliminar a causa raiz das falhas para que a mesma não aconteça novamente.

As simulações e as projeções dos IDEAM, conforme ilustrada na Figura 17, são ferramentas importantes do sistema. A simulação permite observar o horizonte futuro, facilitando para o corpo gerencial (possíveis) alterações para eliminar ou diminuir qualquer risco que venha a afetar o não cumprimento das metas e principalmente evitando as penalidades conforme a novas regras do SIN, sendo que as projeções mostram os valores prováveis dos IDEAM para o final do ano.

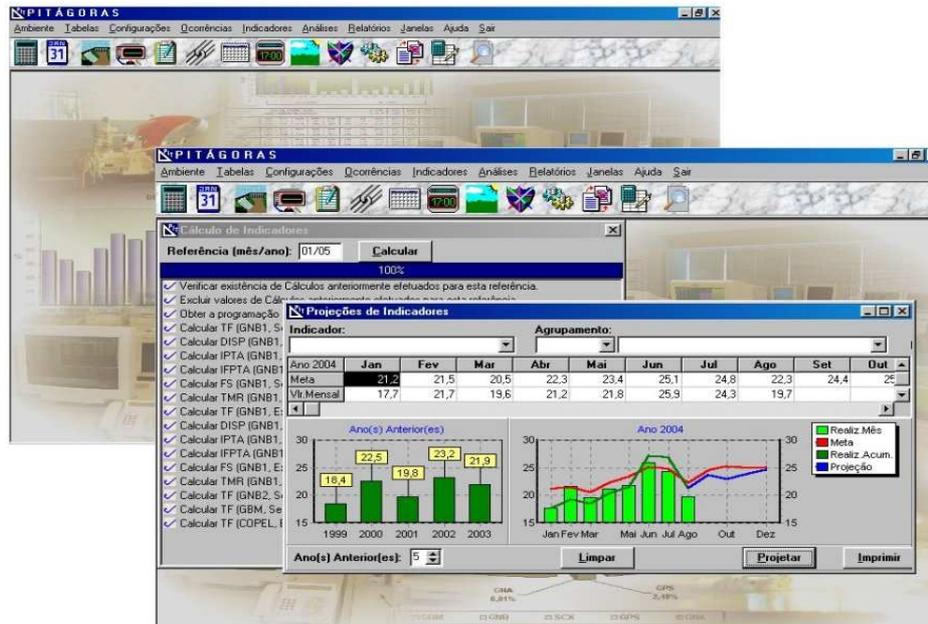


Figura 17: PITÁGORAS – Tela principal do aplicativo e projeções.

Fonte: Empresa de Geração, 2007.

- CHRONUS - Cronograma de Manutenção Preventiva

No Cronograma de Manutenção Preventiva são programados e listadas as atividades planejadas numa escala de tempo que podem ser horárias, diárias, semanais e anuais.

O CHRONUS executa o processo de planejamento do cronograma de paradas para manutenção das unidades geradoras integrando as áreas da empresa, disponibilizando todas as informações relevantes ao processo com agilidade, assim facilitando ao corpo técnico decidir pelo melhor planejamento.

Através deste sistema é disponibilizado em tempo real o cronograma de parada de manutenções (planejado em azul, GBM P) que subsidia o cálculo das metas e o cronograma de parada de manutenções (ajustado, GBM A) com as paradas já ocorridas (programadas em verde e forçadas em vermelho) e as paradas programadas ainda não realizadas, conforme mostra a Figura 18.

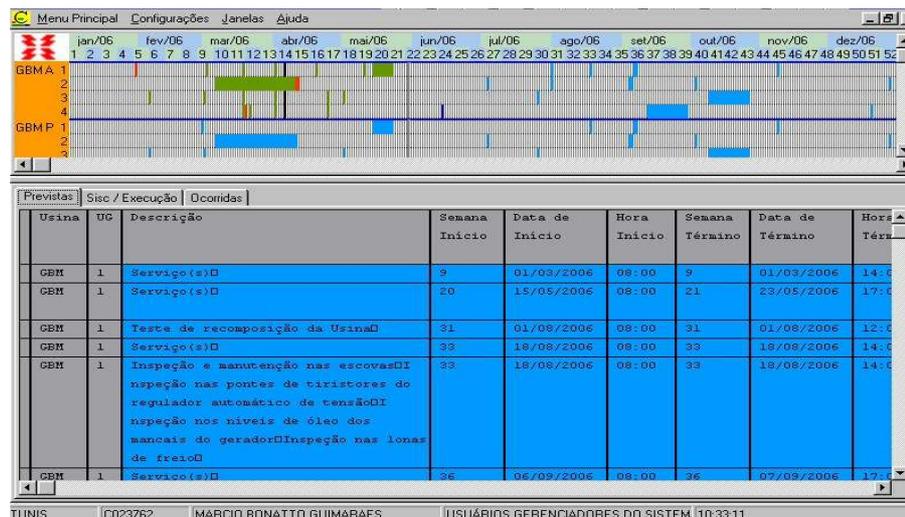


Figura 18: CHRONUS – Tela inicial e cronogramas das manutenções.

Fonte: Empresa de Geração, 2007.

A área de Gestão Técnica de Manutenção é responsável pelo gerenciamento do processo de planejamento de paradas através da aprovação do cronograma, onde são calculadas todas as metas de desempenho para o ano seguinte, sendo que no ano vigente acompanha-se o cumprimento das paradas previstas e a situação das metas mês a mês. Assim é avaliada e implantada se houver a necessidade de ajustes nas programações.

O sistema CHRONUS agiliza o processo de planejamento das manutenções, aumentando a produtividade dos profissionais envolvidos, disponibiliza uma interface gráfica do cronograma de todas as unidades geradoras, possibilita a cada usina a visualização das intenções de paradas de todas as outras durante o planejamento, informa todas as paradas, mesmo as de pouca duração e desencadeia o cálculo dos indicadores de desempenho, permitindo o acompanhamento do cumprimento das metas. BORN e SCALA. (2005).

Atualmente o CHONUS é utilizado em diversas áreas dentro da Empresa de Geração:

- Manutenção e Operação de usinas;
- Engenharia de Manutenção da Geração;
- COG - Centro de Operação do Sistema e

- Planejamento da Operação e Comercialização de Energia

Sendo que o setor de Planejamento da Operação e Comercialização de Energia analisa e informa as paradas das unidades para o ONS - Operador Nacional do Sistema -, para que esta confirme as programações.

A Manutenção Preventiva tem a finalidade de prevenir ou detectar anomalias, visando evitar ou reduzir a probabilidade de falhas e defeitos em componentes, equipamentos ou sistemas.

7 A AVALIAÇÃO

Resgatando o objetivo da pesquisa que é avaliar critérios de decisão para serem utilizados/considerados no planejamento das paradas de manutenção considerando os condicionantes ambientais, comerciais e legais que determinam a sazonalidade do processo de geração de energia elétrica, que reflitam na rentabilidade da empresa.

7.1 A Empresa de Geração

A Empresa de Geração que disponibiliza os dados utilizados na experimentação explora o serviço de geração sendo responsável pela O&M de 18 usinas hidrelétricas no estado do Paraná conforme ilustra a Figura 19.



Figura 19: Usinas hidrelétricas da Empresa de Geração.

Fonte: Empresa de Geração, 2007.

Para a realização do estudo fez-se uso de dados referentes às atividades de manutenção em uma das usinas hidrelétricas, denominada doravante UHE – GBM. Tais informações foram obtidas no Banco de Dados da Empresa de Geração, o qual contém relatórios⁹ e histórico das usinas hidrelétricas armazenados. O documento de autorização do uso das informações, emitido pela Empresa de Geração se encontra no Anexo A.

⁹ Ocorrências de Paradas de Manutenção, PLD, Taxa de Recuperação de Custo de Geração no MRE, Geral de Mecanismo de Realocação de Energia, Balanço Hídrico, Custo de Manutenção.

Alguns dados constantes no Banco de Dados da Empresa de Geração foram considerados em face de serem pertinentes ao estudo. As informações foram agrupadas e sintetizadas com o intuito de possibilitar uma análise e demonstração dos impactos de maneira objetiva. (Ver Apêndice A, B e C – Blocos de Dados).

7.2 Histórico da UHE – GBM

A UHE – GBM é a maior hidrelétrica da Empresa de Geração. Com a capacidade instalada de 1676 MW de potência, está localizada no Rio Iguazu, município de Pinhão a 240 km de Curitiba, capital do Paraná.

As obras da UHE - GBM foram iniciadas em 1975 e concluídas em 1979. A barragem de enrocamento compactado com face de concreto compactado foi a primeira no Brasil e a maior no mundo no gênero. Possui 160 m de altura e 828 m de comprimento.

A tomada d'água é composta por 6 comportas que controlam a passagem da água através dos condutos forçados com diâmetro de 7 m, que podem ser movimentadas por um pórtico rolante de capacidade de 135 toneladas. Suas turbinas são do tipo Francis utilizadas para grandes volumes d'água.

Possui um vertedouro tipo calha com capacidade de descarga máxima de 11.000 m³/s, projetado com torres verticais nos muros dos degraus da calha que captam o ar através do fluxo da água, atenuando assim o desgaste por efeitos da cavitação.

A casa de força é do tipo semi-abrigada. O projeto inicial é para 6 unidades geradoras. Atualmente tem 4 unidades de 419 MW de potência. O pórtico de capacidade para 800 toneladas atende as unidades geradoras e as comportas de jusante.

Este estudo analisou as paradas de manutenção programadas da UHE - GBM, maior hidrelétrica em potência instalada da Empresa, no período de 2004 a 2006, tomando como base os objetivos deste trabalho.

7.3 Dados da amostragem

Foram consideradas especificamente 03 amostras (blocos) de dados, em que se considerou:

- As ocorrências de Paradas Programadas de Manutenção;
- O valor do PLD;
- A Taxa de Recuperação de Custo de Geração no MRE no período
- Os dados do Relatório do Mecanismo de Realocação de Energia
- Dados do Relatório do Balanço Hídrico do Reservatório de UHE - GBM
- Custo da Manutenção (U.M. – Unidade Monetária).

Com relação às Ocorrências de Paradas Programadas de Manutenção, no período de 2004 a 2006, o primeiro aspecto foi verificar a concordância das manutenções com o vertimento do reservatório e o segundo aspecto: o valor do PLD no momento da parada com relação às possíveis receitas.

A escolha das manutenções programadas, em forma de blocos, a serem analisadas se deu de forma aleatória, dentre as registradas no ano de 2005, ano este que se registrou um elevado índice pluviométrico.

Para as avaliações foram estabelecidas:

- a. Blocos de períodos em que as paradas aconteceram;
- a. Manteve-se o número de horas de indisponibilidade e os custos de manutenção de cada bloco; e
- b. As avaliações, as análises e cálculos dos blocos foram efetuados em períodos anteriores e posteriores ao ocorrido, analisando-se o impacto das mudanças.

7.4 A experimentação

Baseados nas informações contidas no Banco de Dados, sintetizadas nos Apêndices A, B e C, a pesquisa *ex-post-facto* foi efetuada, ressaltando, simulando cálculos com vistas a verificar o impacto de aspectos não considerados no planejamento da manutenção na receita da Empresa de Geração.

Os cálculos e as avaliações nos 3 blocos (A, B e C) consideraram e/ou geraram índices que possibilitaram chegar a conclusões sobre a hipótese inicial da pesquisa.

Os índices são:

- I. Energia indisponível: é a energia deixada de ser produzida devido ao fato da turbina estar parada ou indisponível por estar sob ações de manutenção preventiva sistemática. A unidade do índice é MWh.
- II. Vazão Vertida: é o volume de água, dado em m^3/s , excedente aos níveis de armazenamento máximo do reservatório. Este volume é dispensado pelas comportas de vertimento da usina (vertedouro). Parte-se do pressuposto que o volume vertido é matéria prima não aproveitada.
- III. Fator de Produtividade: fator atribuído à produtividade da usina. Este fator considera a altura da queda de água da usina. A usina UHE – GBM possui uma altura de queda de 160 m e o fator é de 1,1. Este valor exprime que 1,1 m^3/s de vazão tem a capacidade de gerar 1 MWh por segundo.
- IV. Energia Vertida: é a energia em MWh resultado da combinação da Vazão Vertida e do Fator de Produtividade da usina. É o produto final proveniente do trabalho da matéria prima (água vertida) sobre a turbina.
- V. Energia Indisponível: é a energia que poderia estar sendo produzida, considerando que o volume de água vertida fosse totalmente aproveitado como matéria prima no processo de geração.
- VI. Receita Vertida: é o valor do MWh em U.M. (unidade monetária) considerando as regras do MRE. O valor considerado na experimentação foi de 6,84 U.M., vigente no período de avaliação. A receita provém da combinação entre a Energia Vertida e o valor da taxa de compensação vigente.
- VII. Custo de Manutenção: valor em U.M. despendido com as atividades de manutenção preventiva sistemática nos dias de parada.
- VIII. Valor do PLD: valor em U.M. referente ao preço de liquidação de diferença (Ver Capítulo 2 - item 2.5)
- IX. Receita Secundária: valor em U.M. correspondente à comercialização da Energia Secundária no MRE. É resultante da combinação da Energia Vertida, de um valor de rateio (da Energia Assegurada e da Secundária) e do PLD pertinente a cada Empresa de Geração, atribuído pelo MRE.

Em relação a estes 9 índices foram sorteados blocos de informações referentes a intervalos de dias em que foram combinados parada e vertimento. Estes blocos representam o número de dias envolvidos numa ação de manutenção.

Em cada bloco escolhido foram realizadas ações diferentes (ver Apêndice D - Relatórios de Desligamentos programados).

Cada linha dos Quadros 3, 4 e 5 representa um período que pode representar 3 dias (Bloco A e C) ou 22 dias (Bloco B). O período é indicado numa das entradas do Quadro.

No estudo comparativo referente ao Bloco A, foram considerados os períodos de 4 a 6 de setembro, 7 a 9 de setembro e 10 a 12 de setembro de 2005 – referentes às paradas de 3 dias.

No Bloco B foram considerados os períodos de 25 de agosto a 15 de setembro, de 16 de setembro a 07 de outubro e de 08 a 29 de outubro de 2005 – referente às paradas maiores.

No Bloco C foram considerados os períodos de 25 a 27 de outubro, 28 a 30 de outubro e 31 de outubro a 02 de novembro de 2005 – referentes às paradas de 3 dias.

7.5 Análise comparativa do Bloco A

Foram apontados no Bloco A os resultados referentes à aplicação dos índices nestes dias, conforme estão demonstrados no Quadro 3 – Comparativo Bloco A.

BLOCO A								
DATA	ENERGIA INDISPONÍVEL MWh	VAZÃO VERTIDA m3/s	FATOR PRODUTIVIDAD E	ENERGIA VERTIDA MWh	RECEITA VERTIDA U.M.	CUSTO MANUTENÇÃO U.M.	VALOR PLD U.M.	RECEITA SECUNDÁRIA U. M.
4 a 6 SET (1)	18017,00	2116	1,1	55862,40	382.098,82	20.063,81	39,76	4.797,55
7 a 9 SET (2)	18017,00	1422	1,1	37540,80	256.779,07	20.063,81	39,76	3.224,06
10 a 12 SET (3)	18017,00	4850	1,1	128040,00	875.793,60	20.063,81	32,05	8.863,95

Quadro 3: Comparativo Bloco A.

Fonte: Pesquisa de campo do autor (2007).

Na programação de 3 dias escolhida para o Bloco A, chama-se a atenção para os resultados da produção de energia nos dias apontados caso não houvessem

parada, aproveitando-se as condições hidrológicas propícias para produção ou os valores do PLD.

O período (2) refere-se à parada que foi realizada efetivamente. O teste representa os efeitos obtidos na produção caso esta parada não tivesse acontecido neste período. O período (1) anterior à parada programada e o período (3), posterior, foram analisados visando identificar o dia de menor impacto na produção e o de maior impacto na rentabilidade.

Observando a relação entre Vazão Vertida, Energia Vertida e Receita Vertida, a melhor época para produzir é o terceiro período, em face da grande vazão, apesar do baixo valor de PLD. Neste período não é recomendável haver a parada.

Já o melhor dia para parar refere-se ao segundo período do bloco, em face de menor expectativa de vertimento (1422 m³/s) e da menor expectativa de lucros em face da receita secundária (3224,06 U.M.), apesar do PLD estar alto e estável como no período anterior.

7.6 Análise comparativa do Bloco B

Em relação ao Bloco B, os dados sobre os períodos de parada programada estão demonstrados no Quadro 4 – Comparativo do Bloco B.

QUADRO BLOCO B								
DATA	ENERGIA INDISPONÍVEL MWh	VAZÃO VERTIDA m ³ /s	FATOR PRODUTIVIDADE	ENERGIA VERTIDA MWh	RECEITA VERTIDA U.M.	CUSTO MANUTENÇÃO U.M.	VALOR PLD U.M.	RECEITA SECUNDÁRIA U. M.
25 AGO A 15 SET (1)	208670,38	16558	1,1	437131,20	2.989.977,41	117.985,32	39,54	37.333,80
16 SET 07 OUT (2)	208670,38	25712	1,1	678796,80	4.642.970,11	117.985,32	23,36	34.250,46
08 A 29 OUT (3)	208670,38	21430	1,1	565752,00	3.869.743,68	117.985,32	18,33	22.399,71

Quadro 4: Comparativo do Bloco B.

Fonte: Pesquisa de campo do autor (2007).

Observando-se a variação de valores do PLD, tende-se a imaginar que haverá maior Receita Secundária em dias de maior valor.

Observando-se as tendências de vertimento no período, verifica-se na última coluna, que o período de menor possibilidade de lucro com a Energia Secundária é o terceiro, em face do menor valor de PLD.

O período em que o vertimento permite garantia de produção contratada e excedente para gerar energia secundária, aumentando o rendimento, apesar o PLD não ser o maior, é o segundo, quando não deve haver a parada sob pena de afetar o rendimento básico esperado.

A capacidade de produção de lucros com energia secundária é maior no primeiro período, pois o Receita Secundaria naquele período é maior comparado aos outros, mas o fator decisório para escolher o primeiro período como melhor período para a parada de manutenção é a sua Receita Vertida (menor vazão vertida = 16558 m³/s) que é a menor de todas.

Nestes casos, o dilema é resolvido dando-se maior peso aos compromissos assumidos, (com o SISTEMA ELÉTRICO em termos de ENERGIA CONTRATADA e ASSEGURADA) com o apesar do alto valor de PLD, o vertimento é o menor, diminuindo a capacidade de gerar Energia e Receita Vertida.

7.7 Análise comparativa do Bloco C

Com relação ao Bloco C, os dados sobre os períodos de parada programada estão demonstrados no Quadro 5 – Comparativo do Bloco C.

BLOCO C								
DATA	ENERGIA INDISPONÍVEL MWh	VAZÃO VERTIDA m ³ /s	FATOR PRODUTIVIDADE	ENERGIA VERTIDA MWh	RECEITA VERTIDA U.M.	CUSTO MANUTUTENÇÃO U.M.	VALOR PLD U.M.	RECEITA SECUNDÁRIA U. M.
25 a 27 OUT (1)	20950,00	514	1,1	13569,60	92.816,06	9.931,75	18,33	537,26
28 a 30 OUT (2)	20950,00	6970	1,1	184008,00	1.258.614,72	9.931,75	18,33	7.285,39
31 OUT a 02 NOV (3)	20950,00	1676	1,1	44246,40	302.645,38	9.931,75	18,33	1.751,84

Quadro 5: Comparativo do Bloco C.

Fonte: Pesquisa de campo do autor (2007).

Neste terceiro caso, o valor de PLD é constante e a vazão bem variável. A rentabilidade foi afetada diretamente pelo montante gerado pela vazão, ficando claro que o melhor período para realizar a parada é o primeiro, onde a Vazão Vertida é menor (514 m³/s), portanto menor desperdício de matéria prima e a Receita Secundária no período também se apresentam de menor valor (537,26 U.M.) em relação aos segundo e terceiro períodos do bloco. Neste cenário não há conflito de interesses na decisão. A decisão que melhor cabe para a parada é o primeiro período, apesar da Empresa de Geração ter efetuado a parada no segundo período.

7.8 Análise comparativa dos Blocos A, B e C

Analisando os Blocos usados para a pesquisa e avaliação, para se traduzir em valores (comparativos %) o impacto financeiro em um planejamento que só fossem observados os Aspectos Regulatórios e Técnicos, desconsiderando os critérios sugeridos nesta pesquisa (Vazão Vertida e Receita Secundária) elaborou-se o Quadro 6 onde é possível visualizar o impacto em um planejamento mais amplo (Aspectos Regulatórios, Técnicos, Condicionantes Ambientais e Sazonalidade Comercial).

BLOCO A				
	DATA	VAZÃO VERTIDA m ³ /s		RECEITA SECUNDÁRIA U. M.
	DIFERENÇAS %	0%		0%
PERÍODO DE EXECUÇÃO DA MANUTENÇÃO E INDICADO PELA PESQUISA	7 a 9 SET (2)	1422,00		3224,06
BLOCO B				
	DATA	VAZÃO VERTIDA m ³ /s		RECEITA SECUNDÁRIA U. M.
PERÍODO INDICADO PELA PESQUISA	25 AGO A 15 SET (1)	16558,00		37333,80
	DIFERENÇAS %	36%	+	9% -
PERÍODO DE EXECUÇÃO DA MANUTENÇÃO	16 SET 07 OUT (2)	25712,00		34250,46
BLOCO C				
	DATA	VAZÃO VERTIDA m ³ /s		RECEITA SECUNDÁRIA U. M.
PERÍODO INDICADO PELA PESQUISA	25 a 27 OUT (1)	514,00		537,26
	DIFERENÇAS %	93%	+	93% +
PERÍODO DE EXECUÇÃO DA MANUTENÇÃO	28 a 30 OUT (2)	6970,00		7285,39

Quadro 6: Comparativo dos Bloco A, B e C.

Fonte: Pesquisa de campo do autor (2007).

Considerações relacionadas ao vertimento podem significar perda de receitas para a empresa de geração, pois água que é a matéria prima do processo de geração de energia quando vertida deixa de ser acumulada no reservatório para ser aproveitada neste processo no momento oportuno.

O Comparativo dos Blocos A, B e C, especificamente o Bloco A não apresenta impacto na receita no período de execução escolhido para a realização da

manutenção, pois foi o melhor momento em comparação aos períodos analisados anteriormente é efetivamente o de realização da manutenção.

Com relação ao impacto apresentado no Bloco B, nota-se que o período indicado pela pesquisa para a realização da manutenção, apresenta uma economia de 36% de vazão vertida, isto é, maior acúmulo de água que poderia ser aproveitada na geração de energia. Sobre energia secundária uma perda de 9%, sendo que este último critério comparado ao primeiro não desabona a indicação para realização da manutenção neste período.

Já o impacto apresentado no Bloco C, apresenta no período indicado pela pesquisa para a realização da manutenção, ganhos na ordem de 93% para os dois critérios sendo que este percentual poderia ser revertido em receita para a empresa conforme indicação.

Em casos pontuais de uma (in) decisão exigem uma análise mais detalhada, a qual embasada na missão primordial das Empresas de Geração, aqui vista como responsável pela produção e distribuição de energia elétrica, deve priorizar o compromisso com o Sistema em termos de Energia Contratada e Assegurada em relação às vantagens financeiras (maximização de rentabilidade).

8 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

8.1 CONCLUSÕES

A equipe de manutenção deve considerar que, quando há vertimento alto, a empresa deve produzir mais energia, atendendo aos mínimos requisitos sem prejuízo para seus contratos, aproveitando o aumento do vertimento para gerar excedentes a serem convertidos em Energia Secundária que é vendida a preço do PLD. A maior geração de energia produzida gera maior rendimento, mesmo quando o PLD está baixo. Não sendo ocasião para realizar as paradas de manutenção.

Dias de baixo vertimento e baixo valor de PLD são bons para paradas em face do menor impacto na receita.

O resultado, nos período em que condições hidrológicas variáveis estavam presentes, foi que a maior Receita Vertida ocorre quando aumenta a produção, independentemente de oportunidade de ganhos oferecida pelo valor do PLD no MRE.

Como este último quadro (C) não é o mais constante, a equipe de produção deve ponderar as variáveis privilegiando a produção, evitando paradas quando a equação PLD x Vertimento representar aumento de receita.

Neste ponto da análise, destaca-se a importância da manutenção preventiva sistemática, que garante controle sobre as condições do equipamento, garantindo a disponibilidade quando as condições hidrológicas ou o valor do PLD são favoráveis gerando lucros para a empresa.

Finalmente, pelas avaliações feitas nos períodos de paradas de manutenção programada na usina hidrelétrica UHE – GBM, desta vez considerando os critérios Vertimento e PLD, na programação de parada para as atividades de manutenção foi possível verificar que a consideração destes impacta na rentabilidade da Empresa.

Acredita-se ter-se obtido, após a investigação e avaliação, a resposta à pergunta inicial: “Os critérios para a decisão: Vertimento e PLD, quanto ao planejamento das paradas para manutenção, têm reflexos na rentabilidade da UHE?” (Metodologia da pesquisa, página 44). Os resultados demonstram que se

levados em conta no planejamento e programação das paradas para a manutenção preventiva sistemática refletem em rentabilidade por propiciarem subsídios aos decisores / planejadores no que se referem as menores perdas ou oportunidades de produção.

8.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

O processo de geração, distribuição e comercialização do setor de energia elétrica é regido por regulamentação, prescrição técnica e demanda mercadológica. Sintetizando, está sujeito às regras de comercialização e de concorrência. Mesmo que a rentabilidade seja o retorno, não pode deixar suas obrigações e compromissos com o consumidor.

O processo aqui estudado apresenta-se complexo, de tal feita que carece de um estudo mais aprofundado do que uma simples: análise, combinação, avaliação e escolha. Exige um embasamento confiável e consistente no que se refere as estimativas, tendências ambientais (índice pluviométrico) ou comerciais (PLD), detecção preditiva do estado de funcionamento de equipamentos, etc.

Deixa-se como sugestão e, por que não motivação, a elaboração de um planejamento de parada para uma UHE, considerando os critérios apontados, usando para a estimação dos critérios, ferramentas que possibilitem predizer (prever com antecedência). Este planejamento piloto, tal quais as ações de controle adaptativo, receberia um monitoramento constante, para embasar reprogramações (oportunas).

REFERÊNCIAS

- ANEEL – Agencia Nacional de Energia, Legislação, <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=50&idPerfil=3>.
- BERTON, L.H.; FERNANDES, B.H.R. **Administração Estratégica: da competência empreendedora à avaliação do desempenho**. Curitiba: Ed. Positivo, 2004.
- BORN, T. M. R. M; SCALA, C. D. **Sistema Cronograma de Paradas de Unidades Geradoras da Copel**. – XVIII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Curitiba, PR, 2005.
- BRANCO FILHO, G. **Dicionário de Termos de Manutenção, Confiabilidade e Qualidade**. Rio de Janeiro: ABRAMAN, 1996.
- CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: Comercialização Disponível em <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.>, 2006.
- COOPERS & LYBRAND. **Projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro: relatório consolidado, etapa VII**, v.1: Sumário executivo. Brasília, 1997.
- COPEL – COMPANHIA PARANENSE DE ENERGIA - <http://www.copel.com/pagcopel.nsf/> , 2006.
- DAVENPORT, T. **Reengenharia de Processos**. - Harvard Business School Press. Campus. Rio de Janeiro, 1994.
- FALCÃO, D. M. **Análise Técnico-Econômica de Sistemas de Energia Elétrica**, Capítulo 1, Rio de Janeiro, 2005.
- GIL, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa**. São Paulo: Atlas, 1991.
- GOLDENBERG, M. **A arte de pesquisar**. Rio de Janeiro: Record, 1999.
- GUIMARÃES, M. B.; MARÇAL, R. F. M.; SALMAZO, J. M.; SALMAZO, C. T.; ROMAGNOLI, H. C. **Programações de Manutenções Preventivas em Unidades geradoras: Os Custos, Benefícios e penalidades conforme a Nova Regulamentação Setor Elétrico Brasileiro**. - VII Seminário Paranaense de Manutenção - ABRAMAN, Curitiba - PR. UTFPR, 2006.

KARDEC, A., NASCIF, J. **Manutenção Função Estratégica**. Qualitymark Editora Ltda. Rio de Janeiro, 2001.

KARDEC, A.; JOUBERT, F. F.; SEIXAS, E. S. **Gestão Estratégica e Indicadores de Desempenho**. Qualitymark Editora Ltda. Rio de Janeiro. ABRAMAN, 2002.

LAUDON, K. C.; LAUDON, J. P. **Sistemas de Informações Gerenciais**. São Paulo, 2004.

MINTZBERG, HENRY & QUINN, JAMES. **O Processo da Estratégia**. Trad. Ianes Sunderland Cook. 3a ed., Porto Alegre: Bookman, 2001.

MME – Ministério das Minas e Energia. Legislação. http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item. ,2006.

MONCHY, F. **A Função Manutenção**. Editora Durban. São Paulo, 1989.

MOREIRA FILHO, U. **“Planejamento, Programação e Controle da Manutenção”** - Apostila utilizada no Curso de Engenharia Mecânica, Centro Universitário Positivo – Unicenp. Curitiba, 2002a.

MOREIRA FILHO, U. **“Política de Tratamento de Falhas em Unidades Geradoras da Copel Geração S/A”**.- 1º Congresso Mundial de Manutenção - ABRAMAN. Salvador, 2002b.

MOUBRAY, F. **Manutenção Centrada em Confiabilidade** - (Reliability-centred Maintenance). Aladon Ltda. Edição Brasileira, 2000.

NOGUEIRA, L.C. **Gerenciando pela Qualidade Total na Saúde. O ciclo PDCA como método gerencial**. Fundação Christiano Ottoni, 1996.

NOREMBERG, A. K.; STEUER, L.; OSIK, M. J. **Sistema de Gerência da Manutenção da Copel Geração**. - III Simpósio Brasileiras Sobre Pequenas e Médias Centrais. Foz do Iguaçu, PR, 2002.

O'BRIEN, J. A. **Sistema de Informação e as decisões gerenciais da era da Internet**. São Paulo, 2001.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, <http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>, 2006.

SUBMÓDULO 2.7 – **Indicadores de desempenho para Acompanhamento da**

Manutenção. ONS – Procedimentos de Rede, 2002.

TOLMASQUIM, M. T. **Geração de Energia Elétrica no Brasil.** Editora Interciência Ltda, Rio de Janeiro, 2005.

SILVA, E. L.; MENEZES, E. M. **Metodologia da pesquisa e elaboração de dissertação,**– Florianópolis: Laboratório de Ensino a Distância da UFSC, 2001.

VANCE, C. S. **A Internet Como Fonte de Informações para a Competitividade das Empresas do Setor Elétrico Brasileiro** - Diplome d'études Approfondies en Information Scientifique et Technique Veille Technologique -. Marseille, 2000.

WEBER, T. S. **Tolerância a falhas: conceitos e exemplos** - Programa de Pós-Graduação em Computação - Instituto de Informática – UFRGS, 2003.

WRIGHT, P. L.; KROLL, M. J.; PARNELL, J. **Administração Estratégica: Conceitos.** São Paulo: Atlas, 2000.

XENOS, H. G. d' P. **Gerenciando a Manutenção Produtiva.** Editora de Desenvolvimento Gerencial. Belo Horizonte, 1998.

APÊNDICE A – BLOCO A

BLOCO A																
DIA	PLD SUL / R\$/MWh			NIVEL FIN. (m)	VOLUME UTIL.(%)	Vazões (m3/s)				PRODUÇÃO MED. (MW)	ENERGIA MWh			RECEITA VERTIDA		
	PESADA	MÉDIA	LEVE			AFLU	TURBIN.	VERTIDA	DEFLU.		TOTAL IND	ENERGIA INDISP	ENERGIA VERT			
04/09/05	40,76	39,76	38,93	740,35	94,16	1900,0	174,0	104,0	277,0	197,0	8	3352	2745,6	18779,90		
05/09/05	40,76	39,76	38,93	740,09	93,25	2280,0	801,0	1880,0	2680,0	913,0	24	10056	49632	339482,88	CUSTO MANUTENÇÃO	RECEITA SECUNDÁRIA
06/09/05	40,76	39,76	38,93	740,03	93,04	2150,0	925,0	132,0	2240,0	1050,0	11	4609	3484,8	23836,03	20063,81	4797,55
														382098,82		
07/09/05	40,76	39,76	38,93	740,60	95,03	2050,0	655,0	521,0	1180,0	748,0	8	3352	13754,4	94080,10		
08/09/05	40,76	39,76	38,93	740,74	95,52	1890,0	849,0	828,0	1680,0	975,0	24	10056	21859,2	149516,93	CUSTO MANUTENÇÃO	RECEITA SECUNDÁRIA
09/09/05	40,76	39,76	38,93	740,81	95,76	1810,0	970,0	73,0	1700,0	1110,0	11	4609	1927,2	13182,05	20063,81	3224,06
														256779,07		
10/09/05	33,33	32,05	18,33	740,34	94,12	1710,0	848,0	1590,0	2430,0	971,0	8	3352	41976	287115,84		
11/09/05	33,33	32,05	18,33	739,93	92,70	1860,0	782,0	1700,0	2480,0	889,0	24	10056	44880	306979,20	CUSTO MANUTENÇÃO	RECEITA SECUNDÁRIA
12/09/05	33,33	32,05	18,33	739,66	91,79	2060,0	896,0	1560,0	2460,0	1010,0	11	4609	41184	281698,56	20063,81	8863,95
														875793,60		

APÊNDICE B – BLOCO B

DIA	BLOCO B				NIVEL	VOLUME	Vazões (m³/s)				PRODUCAO MED. (MW)	TOTAL IND	ENERGIA INDISP	ENERGIA VERT	RECEITA VERTIDA	
	PLD SUL / R\$ / MWh			FIN. (m)			UTIL (%)	AFLU	TURBIN.	VERTIDA						DEFLU.
	PESADA	MÉDIA	LEVE													
25/08/05	34,13	33,46	32,34	737,59	84,97	294,0	890,0	0,0	690,0	782,0	11,02	4617,38	0	0,00		
26/08/05	34,13	33,46	32,94	737,29	84,00	298,0	722,0	0,0	722,0	811,0	24	10056	0	0,00		
27/08/05	48,36	47,48	47,10	737,36	84,20	303,0	219,0	0,0	219,0	245,0	24	10056	0	0,00		
28/08/05	48,36	47,48	47,10	737,45	84,52	285,0	144,0	0,0	144,0	160,0	24	10056	0	0,00		
29/08/05	48,36	47,48	47,10	737,20	83,71	282,0	635,0	0,0	635,0	713,0	24	10056	0	0,00		
30/08/05	48,36	47,48	47,10	736,96	82,64	290,0	765,0	0,0	765,0	860,0	24	10056	0	0,00		
31/08/05	48,36	47,48	47,10	737,14	83,52	1010,0	623,0	0,0	623,0	695,0	24	10056	0	0,00		
01/09/05	48,36	47,48	47,10	737,83	85,73	1470,0	494,0	0,0	494,0	560,0	24	10056	0	0,00		
02/09/05	48,36	47,48	47,10	738,61	88,28	1510,0	383,0	0,0	383,0	433,0	24	10056	0	0,00		
03/09/05	40,76	39,76	38,93	739,27	90,47	1430,0	469,0	0,0	469,0	535,0	24	10056	0	0,00		
04/09/05	40,76	39,76	38,93	740,35	94,16	1900,0	174,0	104,0	277,0	197,0	24	10056	2745,6	18779,90		
05/09/05	40,76	39,76	38,93	740,09	93,25	2280,0	801,0	1880,0	2680,0	913,0	24	10056	49632	339482,88		
06/09/05	40,76	39,76	38,93	740,03	93,04	2150,0	925,0	1320,0	2240,0	1050,0	24	10056	34848	238360,32		
07/09/05	40,76	39,76	38,93	740,60	95,03	2050,0	655,0	521,0	1180,0	748,0	24	10056	13754,4	94080,10		
08/09/05	40,76	39,76	38,93	740,74	95,52	1890,0	849,0	828,0	1680,0	975,0	24	10056	21859,2	149516,93		
09/09/05	40,76	39,76	38,93	740,81	95,76	1810,0	970,0	735,0	1700,0	1110,0	24	10056	19404	132723,36		
10/09/05	33,33	32,06	18,33	740,34	94,12	1710,0	848,0	1690,0	2430,0	971,0	24	10056	41976	287115,84		
11/09/05	33,33	32,06	18,33	739,93	92,70	1860,0	782,0	1700,0	2480,0	889,0	24	10056	44880	306979,20		
12/09/05	33,33	32,06	18,33	739,66	91,79	2060,0	896,0	1560,0	2460,0	1010,0	24	10056	41184	281698,56		
13/09/05	33,33	32,06	18,33	739,25	90,41	2020,0	858,0	1770,0	2630,0	970,0	24	10056	46728	319619,52		
14/09/05	33,33	32,06	18,33	738,75	88,74	2560,0	885,0	2410,0	3290,0	995,0	24	10056	63624	435188,16		
15/09/05	33,33	32,06	18,33	738,57	88,15	2610,0	734,0	2140,0	2870,0	826,0	7	2933	56496	386432,64		
															2989977,41	
15/09/05	33,33	32,06	18,33	738,27	87,17	2460,0	945,0	1950,0	2900,0	1060,0	11,02	4617,38	51480	352123,20		
17/09/05	29,29	27,42	18,33	738,69	88,55	2450,0	814,0	1030,0	1840,0	914,0	24	10056	27192	185693,28		
18/09/05	29,29	27,42	18,33	738,69	88,55	2340,0	638,0	1700,0	2340,0	719,0	24	10056	44880	306979,20		
19/09/05	29,29	27,42	18,33	739,04	89,70	2360,0	793,0	1060,0	1850,0	893,0	24	10056	27964	191410,56		
20/09/05	29,29	27,42	18,33	739,51	91,28	2310,0	875,0	734,0	1610,0	992,0	24	10056	19377,6	132642,78		
21/09/05	29,29	27,42	18,33	739,81	92,29	2210,0	843,0	924,0	1770,0	955,0	24	10056	24393,6	166852,22		
22/09/05	29,29	27,42	18,33	739,81	92,50	2170,0	921,0	1160,0	2080,0	1050,0	24	10056	30624	209468,16		
23/09/05	29,29	27,42	18,33	739,52	92,33	2080,0	772,0	1380,0	2160,0	883,0	24	10056	36432	249194,88		
24/09/05	24,66	23,09	18,33	740,04	93,07	2010,0	697,0	987,0	1680,0	793,0	24	10056	26056,8	178228,51		
25/09/05	24,66	23,09	18,33	740,22	93,70	2030,0	628,0	1130,0	1750,0	712,0	24	10056	29832	204050,88		
26/09/05	24,66	23,09	18,33	740,33	94,09	2020,0	752,0	1100,0	1850,0	859,0	24	10056	29040	198633,60		
27/09/05	24,66	23,09	18,33	740,77	95,62	1980,0	732,0	575,0	1310,0	836,0	24	10056	15180	103831,20		
28/09/05	24,66	23,09	18,33	741,05	96,60	1810,0	825,0	551,0	1380,0	950,0	24	10056	14548,4	99497,36		
29/09/05	24,66	23,09	18,33	741,17	97,03	1720,0	796,0	735,0	1530,0	916,0	24	10056	19404	132723,36		
30/09/05	24,66	23,09	18,33	741,16	97,00	1680,0	745,0	948,0	1690,0	868,0	24	10056	25027,2	171186,06		
01/10/05	18,33	18,33	18,33	740,90	96,08	1730,0	668,0	1460,0	2130,0	766,0	24	10056	38544	263640,96		
02/10/05	18,33	18,33	18,33	741,20	97,14	1670,0	337,0	866,0	1200,0	380,0	24	10056	22852,4	155378,82		
03/10/05	18,33	18,33	18,33	741,27	97,39	1540,0	627,0	798,0	1430,0	719,0	24	10056	21067,2	144009,66		
04/10/05	18,33	18,33	18,33	741,47	98,11	1640,0	831,0	494,0	1320,0	957,0	24	10056	13041,6	89204,54		
05/10/05	18,33	18,33	18,33	741,18	97,07	2740,0	884,0	2310,0	3200,0	1020,0	24	10056	60964	417130,56		
06/10/05	18,33	18,33	18,33	740,60	95,03	2380,0	762,0	2520,0	3280,0	871,0	24	10056	66528	455051,52		
07/10/05	18,33	18,33	18,33	740,65	95,20	2210,0	831,0	1300,0	2130,0	954,0	7	2933	34320	234748,80		
															4642970,11	
08/10/05	43,27	18,33	18,33	740,27	93,88	2420,0	786,0	2220,0	3000,0	898,0	11,02	4617,38	58608	400878,72		
09/10/05	43,27	18,33	18,33	739,55	91,42	2530,0	542,0	3070,0	3610,0	615,0	24	10056	81048	554368,32		
10/10/05	43,27	18,33	18,33	740,21	93,67	2360,0	964,0	395,0	1360,0	1100,0	24	10056	10428	71327,52		
11/10/05	43,27	18,33	18,33	740,82	95,80	2230,0	997,0	252,0	1290,0	1140,0	24	10056	7751,6	53089,34		
12/10/05	43,27	18,33	18,33	741,17	97,03	2120,0	756,0	819,0	1580,0	866,0	24	10056	21621,6	147691,74		
13/10/05	43,27	18,33	18,33	740,84	95,87	1900,0	1020,0	139,0	2420,0	1180,0	24	10056	3669,6	25100,06		
14/10/05	43,27	18,33	18,33	741,06	96,64	1940,0	1210,0	390,0	1600,0	1390,0	24	10056	10296	70424,64		
15/10/05	18,33	18,33	18,33	740,96	96,29	1900,0	875,0	1180,0	2050,0	1000,0	24	10056	31152	213079,68		
16/10/05	18,33	18,33	18,33	740,89	96,04	1980,0	690,0	1610,0	2090,0	852,0	24	10056	39864	272659,76		
17/10/05	18,33	18,33	18,33	740,55	94,85	2190,0	884,0	1830,0	2720,0	1010,0	24	10056	48312	330454,08		
18/10/05	18,33	18,33	18,33	740,57	94,92	2100,0	1050,0	1020,0	2070,0	1200,0	24	10056	26928	184187,52		
19/10/05	18,33	18,33	18,33	740,95	96,25	1970,0	1030,0	1620,0	1390,0	1170,0	24	10056	9556,8	65368,51		
20/10/05	18,33	18,33	18,33	741,03	96,53	1820,0	942,0	749,0	1690,0	1090,0	24	10056	19773,6	135251,42		
21/10/05	18,33	18,33	18,33	741,26	97,35	1770,0	932,0	476,0	1410,0	1070,0	24	10056	12656,4	85954,18		
22/10/05	18,33	18,33	18,33	741,51	98,61	1650,0	849,0	251,0	1100,0	978,0	24	10056	6626,4	45324,68		
23/10/05	18,33	18,33	18,33	741,62	98,64	1560,0	602,0	945,0	1550,0	691,0	24	10056	24948	170644,32		
24/10/05	18,33	18,33	18,33	741,71	98,96	1430,0	1140,0	146,0	1290,0	1320,0	24	10056	3854,4	26364,10		
25/10/05	18,33	18,33	18,33	741,96	99,82	1350,0	972,0	0,0	972,0	1120,0	24	10056	0	0,00		
26/10/05	18,33	18,33	18,33	741,96	99,93	1300,0	1030,0	219,0	1250,0	1200,0	24	10056	5781,6	39546,14		
27/10/05	18,33	18,33	18,33	741,99	99,96	1340,0	1030,0	295,0	1320,0	1190,0	24	10056	7788	53269,92		
28/10/05	18,33	18,33	18,33	741,34	97,64	2150,0	996,0	2170,0	3170,0	1150,0	24	10056	57288	391849,92		
29/10/05	18,33	18,33	18,33	740,50	94,68	2390,0	751,0	2950,0	3700,0	862,0	7	2933	77880	532699,20		
															3869743,68	
															CUSTO MANUTENÇÃO	
															117.965,32	
															RECEITA SECUNDÁRIA	
															37.333,80	
															CUSTO MANUTENÇÃO	
															117.965,32	
															RECEITA SECUNDÁRIA	
															22.399,71	

APÊNDICE C – BLOCO C

BLOCO C																	
DIA	PLD SUL / R\$/MWh			NIVEL FIN. (m)	VOLUME UTIL (%)	Vazões (m3/s)				PRODUCAO MED. (MW)	TOTAL IND	ENERGIA INDISP	ENEGIA VERT	ENERGIA TURB	RECEITA VERTIDA		
	PESADA	MÉDIA	LEVE			AFLU	TURBIN.	VERTIDA	DEFLU.								
25/10/05	18,33	18,33	18,33	741,95	99,82	1350,0	972,0	0,0	972,0	1120,0	16	6704	0	0	0,00		
26/10/05	18,33	18,33	18,33	741,98	99,93	1300,0	1030,0	219,0	1250,0	1200,0	24	10056	5781,6	5781,6	39546,14	CUSTO	RECEITA
27/10/05	18,33	18,33	18,33	741,99	99,96	1340,0	1030,0	295,0	1320,0	1190,0	10	4190	7788	7788	53269,92	MANUTENÇÃO	SECUNDÁRIA
															92816,06		
28/10/05	18,33	18,33	18,33	741,34	97,64	2150,0	996,0	2170,0	3170,0	1150,0	16	6704	57288	57288	R\$ 391.849,92		
29/10/05	18,33	18,33	18,33	740,50	94,68	2390,0	751,0	2950,0	3700,0	862,0	24	10056	77880	77880	R\$ 532.699,20	CUSTO	RECEITA
30/10/05	18,33	18,33	18,33	740,21	93,67	2180,0	769,0	1850,0	2620,0	880,0	10	4190	48840	48840	R\$ 334.065,60	MANUTENÇÃO	SECUNDÁRIA
															1258614,72		
31/10/05	18,33	18,33	18,33	740,81	95,76	2120,0	959,0	242,0	1200,0	1100,0	16	6704	6388,8	6388,8	R\$ 43.699,39		
01/11/05	18,33	18,33	18,33	740,99	96,39	1900,0	1050,0	570,0	1620,0	1200,0	24	10056	15048	15048	R\$ 102.928,32	CUSTO	RECEITA
02/11/05	18,33	18,33	18,33	741,18	97,07	1810,0	650,0	864,0	1510,0	744,0	10	4190	22809,6	22809,6	R\$ 156.017,66	MANUTENÇÃO	SECUNDÁRIA
															302645,38		

APÊNDICE D – RELATÓRIO DE OCORRÊNCIAS

Relatório de Desligamentos Programados				
CAUSA	UNIDADE	DATA HORA SAÍDA	RETORNO	DURAÇÃO
TRIMESTRAL EM ESCOVAS, INSPEÇÃO NAS PONTES DOS TIRISTORES DO RAT; INSPEÇÃO NOS NÍVEIS DE ÓLEO DOS MANCAIS; VERIFICAÇÃO DO CIRCUITO DE SINCRONISMO DA UNIDADE GERADORA.	1	19/3/2005	19/3/2005	5,13
INSPEÇÃO TRIMESTRAL EM ESCOVAS; INSPEÇÃO NAS PONTES DE TIRISTORES; INSPEÇÃO NOS NÍVEIS DE ÓLEO DOS MANCAIS; INSTALAÇÃO DO NOVO PAINEL DO SISTEMA ANTIINCÊNDIO (CO2).	1	13/6/2005	13/6/2005	3,95
MANUTENÇÃO PROGRAMADA CONFORME SISC 0303/2005. UHE GEM UNIDADE 1 INSPEÇÃO DE ESCOVAS; .	1	31/8/2005	31/8/2005	3,90
PLACAS NO MGT, MGS E RHV; -INSTALAÇÃO DE INSTRUMENTAÇÃO DE MEDIÇÃO DE TEMPERATURA DOS MANCAIS MGT E MGS; -INSTALAÇÃO DE INSTRUMENTAÇÃO DE MEDIÇÃO DE TELEMETRIA DE ÁGUA DE RESFRIAMEN	1	24/11/2005	13/12/2005	457,53
DINÂMICOS DO REGULADOR ELETRÔNICO DE VELOCIDADE E DO REGULADOR AUTOMÁTICO DE TENSÃO. ACOMPANHAMENTO DO DESEMPENHO DO SISTEMA DE RESFRIAMENTO DA UNIDADE GERADORA..	1	13/12/2005	13/12/2005	6,25
MANUTENÇÃO PROGRAMADA CONFORME SISC 0663/2005. VERIFICAR CIRCUITO CORRENTE CONTÍNUA DO UCB, DEVIDO OCORRÊNCIA DO DIA 14/12/05.	1	18/12/2005	18/12/2005	7,25
			TOTAL UNIDADE	484,01
MANUTENÇÃO PROGRAMADA CONFORME SISC 0006/2005. UHE GEM UNIDADE 2 INSPEÇÃO TRIMESTRAL EM ESCOVAS; INSPEÇÃO NAS PONTES DE TIRISTORES; INSPEÇÃO NOS NÍVEIS DE ÓLEO DOS MANCAIS.	2	27/1/2005	27/1/2005	3,80
INSPEÇÃO TRIMESTRAL EM ESCOVAS; INSPEÇÃO NAS PONTES DE TIRISTORES; INSPEÇÃO NOS NÍVEIS DE ÓLEO DOS MANCAIS; INSTALAÇÃO DO NOVO PAINEL DO SISTEMA ANTIINCÊNDIO (CO2)	2	14/6/2005	14/6/2005	3,87
MANUTENÇÃO PROGRAMADA CONFORME SISC 0355/2005. .	2	16/9/2005	7/10/2005	508,18
MANUTENÇÃO PROGRAMADA CONFORME SISC 0573/2005. UHE GEM UNIDADE 2	2	28/10/2005	30/10/2005	53,50
MANUTENÇÃO PROGRAMADA CONFORME SISC 0588/2005. UHE GEM UNIDADE 2 INSPEÇÃO TRIMESTRAL EM ESCOVAS; INSPEÇÃO NAS PONTES DE TIRISTORES; INSPEÇÃO NOS NÍVEIS DE ÓLEO DOS MANCAIS.	2	28/12/2005	28/12/2005	3,60
			TOTAL UNIDADE	572,95
MANUTENÇÃO PROGRAMADA CONFORME SISC 0014/2005. UHE GEM UNIDADE 3 INSTALAÇÃO DE CHAVE SOFT STARTERS NOS MOTORES DAS BOMBAS QPS DO RHV; EXPURGAR - A PARADA FOI SOLICITADA PELO ONS	3	21/3/2005	25/3/2005	108,52
TRIMESTRAL EM ESCOVAS, INSPEÇÃO NAS PONTES DE TIRISTORES; INSPEÇÃO NOS NÍVEIS DE ÓLEO DOS MANCAIS..	3	9/5/2005	9/5/2005	5,20
MANUTENÇÃO PROGRAMADA CONFORME SISC 0165/2005. UHE GEM UNIDADE 3 INSTALAÇÃO DO NOVO PAINEL DO SISTEMA ANTIINCÊNDIO (CO2)..	3	18/5/2005	18/5/2005	2,67
INSTALAÇÃO DO SISTEMA DE MEDIÇÃO DE FATURAMENTO DE ENERGIA BRUTA (SOLICITAÇÃO ONS) ESTA INSTALAÇÃO CONSISTE EM REMANEJAR A FIAÇÃO DE TCS E TPS PARA MEDIÇÃO DE FATUR	3	5/8/2005	26/8/2005	507,60
INSPEÇÃO TRIMESTRAL EM ESCOVAS; INSPEÇÃO NAS PONTES DE TIRISTORES; INSPEÇÃO NOS NÍVEIS DE ÓLEO DOS MANCAIS FOTOGRAFIA INTERNA DO TIRANTE DA CRUZETA DO GERADOR.	3	20/11/2005	20/11/2005	4,50
			TOTAL UNIDADE	628,49
MANUTENÇÃO PROGRAMADA CONFORME SISC 0013/2005. UHE GEM UNIDADE 4: INSPEÇÃO TRIMESTRAL EM ESCOVAS; INSPEÇÃO NAS PONTES DE TIRISTORES; INSPEÇÃO NOS NÍVEIS DE ÓLEO DOS MANCAIS; ENSAIO DE SINCRONISMO NA UNIDADE GERADORA; EXECUÇÃO DE GUIAS DE MANUTENÇÃO PREVEN	4	16/2/2005	16/2/2005	4,45
MANUTENÇÃO PROGRAMADA CONFORME SISC 0173/2005. UHE GEM UNIDADE 4 ENSAIO DO CIRCUITO DO DISJUNTOR DE GRUPO 52.48..	4	20/4/2005	20/4/2005	8,28
TRIMESTRAL EM ESCOVAS; INSPEÇÃO NAS PONTES DE TIRISTORES; INSPEÇÃO NOS NÍVEIS DE ÓLEO DOS MANCAIS; INSTALAÇÃO DE NOVO PAINEL DO SISTEMA ANTIINCÊNCIO DO GERADOR (CO2)..	4	10/5/2005	10/5/2005	4,87
MANUTENÇÃO PROGRAMADA CONFORME SISC 0166/2005. UHE GEM UNIDADE 4 INSTALAÇÃO DO NOVO PAINEL DO SISTEMA ANTIINCÊNDIO (CO2)..	4	18/5/2005	18/5/2005	2,98
MANUTENÇÃO PROGRAMADA CONFORME SISC 0199/2005. UHE GEM UNIDADE 4 MANUTENÇÃO EM ESCOVAS PROTOCOLAGEM DE TUBULAÇÃO DO SISTEMA DE RESFRIAMENTO.	4	25/7/2005	25/7/2005	4,72
MANUTENÇÃO PROGRAMADA CONFORME SISC 0353/2005.	4	7/9/2005	9/9/2005	45,28
MANUTENÇÃO PROGRAMADA CONFORME SISC 0587/2005. UHE GEM UNIDADE 4 INSPEÇÃO TRIMESTRAL EM ESCOVAS; INSPEÇÃO NAS PONTES DE TIRISTORES; INSPEÇÃO				

ANEXO A – REVISÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O ANEXO A mostra o histórico da evolução do processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro.

Ano	Mês	Evento
~1995		Grave crise no setor elétrico: risco de déficit devido à incapacidade de investimentos do setor público; projetos de geração e transmissão paralisados.
1995	Julho	Lei das Concessões (Lei nº. 9.074, de 07 de julho de 1995.): antecipa as bases do novo modelo competitivo.
1996	Agosto	Início do trabalho para preparação do projeto RE-SEB (Reestruturação do Sistema Elétrico Brasileiro). Desenvolvido pela empresa de consultoria Coopers & Lybrand com auxílio de cerca de 250 técnicos do setor elétrico brasileiros.
1996	Dezembro	A Lei nº. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, institui a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério das Minas e Energia, com sede e foro no Distrito Federal, com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as Políticas e Diretrizes do Governo Federal.
1997	Dezembro	Conclusão do trabalho relativo ao projeto RE-SEB.
1997	Dezembro	Implantação da ANEEL.
1998	Maio	A Lei nº. 9.648, de 27 de maio de 1998, institui o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), entidade privada e sem finalidades lucrativas, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados brasileiros, e o MAE (Mercado Atacadista de Energia), ambiente onde se processará a compra e venda de energia elétrica através de contratos bilaterais e de contratos de curto prazo. <p>§ 1º A regulamentação prevista neste artigo abrangerá, dentre outros, os seguintes aspectos:</p> <p>a) o processo de definição de preços de curto prazo;</p> <p>b) a definição de mecanismo de realocação de energia</p>

		<p>para mitigação do risco hidrológico;</p> <p>c) as regras para intercâmbios internacionais;</p> <p>d) o processo de definição das tarifas de uso dos sistemas de transmissão;</p> <p>e) o tratamento dos serviços ancilares e das restrições de transmissão;</p> <p>f) os processos de contabilização e liquidação financeira.</p>
1998	Julho	Regulamentação do MAE – Mercado Atacadista de Energia (Decreto no 2.655, de 02 de julho de 1998).
1999	Março	Em primeiro de março de 1999, ONS assume as funções de supervisão e controle da operação, envolvendo a pré-operação, a operação em tempo real e a pós-operação. Nessa data, foram transferidos para o ONS o Centro Nacional de Operação dos Sistemas e os centros de operação das supridorais regionais do Sistema Eletrobrás. Para o perfeito cumprimento dessa função, o ONS passou a contratar os serviços de centros de operação de outras empresas.
2000	Julho	A Lei 9.991 dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências.
2000	Setembro	Entra em operação o Mercado Atacadista de Energia (MAE).
2001	Junho	Início do racionamento (Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica).
2001	Agosto	Criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) e estabelecimento de diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica.
2001	Agosto	Criação da Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE.
2002	Março	Fim do racionamento.
2003	Janeiro	Toma posse o novo governo e cria comissão para estudar reorganização do setor elétrico.
2003	Dezembro	Aprovadas as regras do mercado, componentes da versão 3.5, que incorpora o incentivo à eficiência de usinas participantes do Mecanismo de Realocação Energia - MRE.
2004	Março	A Lei 10.847 autoriza a criação da Empresa de Pesquisa

		Energética (EPE.).
2004	Março	A Lei 10.848 estabelece as novas regras de comercialização de energia elétrica, extingue o MAE e substitui pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).
2004	Julho	O Decreto 5.163 regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Regulamenta o Ambiente de Contratação regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).
2004	Agosto	O Decreto 5.175 constitui o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE de que trata o art. 14 da Lei nº. 10.848, de 15 de março de 2004.

Fonte: Adaptado Falcão, 2005.

ANEXO B – AUTORIZAÇÃO EMPRESA DE GERAÇÃO

DOCUMENTO - Autorização Copel

Companhia Paranaense de Energia  COPEL

Curitiba, 11 dezembro de 2007

AUTORIZAÇÃO

Pela presente, AUTORIZO o empregado Márcio Bonatto Guimarães a utilizar as informações sobre do Banco de Dados da Copel Geração, disponibilizadas por esta Companhia através de relatórios, em trabalho de pesquisa para dissertação de mestrado (**Reflexos do Planejamento da Manutenção na Produção e Rentabilidade em Usinas de Geração De Energia Elétrica**) do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – Campus Ponta Grossa, freqüentado pelo empregado, declarando que esse material não contém informações de cunho confidencial e de uso exclusivo da Companhia, nos termos do código de conduta da Copel.

Atenciosamente,



Franklin Kelly Miguel
Superintendente de Comercialização,
Tarifas e Assuntos Regulatórios

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)