

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO Nº 650

**MECANISMO DE REDUÇÃO DE ENERGIA
ASSEGURADA E O SEU IMPACTO NO
PLANEJAMENTO E ORGANIZAÇÃO DA
ENGENHARIA DE MANUTENÇÃO DA GERAÇÃO**

Antonio Carlos Arantes

DATA DA DEFESA: 20/12/2010

Universidade Federal de Minas Gerais

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**MECANISMO DE REDUÇÃO DE ENERGIA ASSEGURADA
E O SEU IMPACTO NO PLANEJAMENTO E ORGANIZAÇÃO
DA ENGENHARIA DE MANUTENÇÃO DA GERAÇÃO**

Antonio Carlos Arantes

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Profa. Maria Helena Murta Vale

Belo Horizonte - MG

Dezembro de 2010

**"Mecanismo de Redução de Energia Assegurada e
o seu Impacto no Planejamento e Organização da
Engenharia de Manutenção da Geração"**

Antonio Carlos Arantes

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 20 de dezembro de 2010.

Por:

Maria Helena Murta Vale

**Profa. Dra. Maria Helena Murta Vale
DEE (UFMG) - Orientadora**

Peterson de Resende

**Prof. Dr. Peterson de Resende
DELT (UFMG)**

Fabício Silveira Chaves

**Prof. Dr. Fabrício Silveira Chaves
LRC (UFMG)**

Dedico esta dissertação à minha querida esposa Isabel e a
meus filhos Samuel e João Vítor,
as três pessoas mais importantes na minha vida.

AGRADECIMENTOS

À minha querida esposa e meus queridos e amados filhos, pela compreensão e pelo apoio durante este período e por terem me possibilitado chegar até aqui.

À minha mãe que, independente de entender a complexidade de se elaborar um texto de dissertação, sempre está orando e torcendo por mim e para meu sucesso. Ao meu pai que, ausente fisicamente, mas presente espiritualmente, me deixou como exemplos a dedicação, o respeito, a moral, a honra e a importância do saber dedicado ao bem.

À professora Maria Helena, pela atenciosa orientação neste mestrado e também pelo apoio que já vem desde o CESEP.

À CEMIG, representada no gerente Carlos Aloysio, pelo incentivo ao meu desenvolvimento profissional, possibilitando a oportunidade de cursar o CESEP e o mestrado.

Aos colegas da CEMIG, especialmente Ricardo Aquino e Luiz Carlos Sperandio, pelo apoio para a conclusão de mais esta importante etapa da minha vida.

Serei sempre grato a todos vocês, por tudo.

Muito obrigado.

“A maneira mais fácil e mais segura de vivermos honradamente, consiste em sermos, na realidade, o que parecemos ser.”
Sócrates

RESUMO

A presente dissertação foi desenvolvida com o objetivo de estudar a Resolução Normativa ANEEL 688/2003 que regulamenta a aplicação do Mecanismo de Redução de Energia Assegurada – MRA pela Agência Nacional de Energia Elétrica para incentivar a disponibilidade das instalações de geração integrantes do Sistema Interligado Nacional.

Este trabalho busca avaliar o impacto do MRA no planejamento e na organização da Engenharia de Manutenção da Geração e propor procedimentos para otimização da manutenção do sistema relativo ao MRA. O texto contém explicações sobre os principais itens da norma e exemplos de cálculo do Mecanismo de Redução de Energia Assegurada para as principais Funções da Geração. Ao final, é proposto um estudo a ser elaborado juntamente com a concessionária de geração para avaliação dos resultados para esta concessionária e para o sistema elétrico depois de iniciada a apuração das indisponibilidades pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, quando haverá um número de dados suficientes para análise.

ABSTRACT

The current master thesis was developed with the objective of studying the resolution guidelines 688/2003 which regulates the application of Insured Energy Reduction Mechanism - MRA as the mechanism used by the Brazilian Electricity Regulatory Agency to encourage the availability of generation facilities members of National Interconnected System.

This work intends to evaluate the impact of MRA in the planning and organization of the Maintenance Engineering of Generation and to propose procedure for betterment of system maintenance relatives the MRA. The text contains explanatory notes on the main commands of the standard and practical examples of calculating the Insured Energy Reduction Mechanism to the main functions of generation. At the end, is proposed a study together with the concessionaire of generation for evaluation of the results for this concessionaire and the electrical system after the obtainment of unavailability initiated by the National Electric System Operator - ONS, when there will be a sufficient data number for analysis.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - REESTRUTURAÇÃO, OPERAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO	6
2.1	Introdução	6
2.2	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro	6
2.3	A Operação do Sistema Interligado Nacional	13
2.3.1	Evolução e Estrutura Operacional	13
2.3.2	Planejamento Ótimo da Operação	16
2.4	Comercialização de Energia no SIN	20
2.4.1	Introdução	20
2.4.2	Ambientes de Comercialização de Energia	21
2.4.3	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)	26
2.5	Considerações Finais	27
3	ENGENHARIA DE MANUTENÇÃO	29
3.1	Introdução	29
3.2	Evolução da Manutenção	29
3.3	Tipos de Manutenção	33
3.3.1	Manutenção Corretiva	34
3.3.2	Manutenção Preventiva	34
3.3.3	Manutenção Preditiva	35
3.3.4	Manutenção Detectiva	36

3.3.5	Engenharia de Manutenção.....	37
3.4	Objetivos da Manutenção no Contexto Atual.....	37
3.5	Manutenção como Função Estratégica.....	40
3.5.1	Gestão da Manutenção.....	40
3.5.2	Manutenção Estratégica	40
3.6	Considerações Finais.....	42
4	O MECANISMO DE REDUÇÃO DE ENERGIA ASSEGURADA – MRA... 43	
4.1	Introdução	43
4.2	Conceitos e Definições Relevantes.....	44
4.2.1	Energia Assegurada	44
4.2.2	Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)	45
4.2.3	Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)	46
4.2.4	Custo Marginal de Operação (CMO)	47
4.2.5	Tarifa de Energia de Otimização (TEO).....	47
4.3	O Sistema SAMUG	47
4.4	Função Geração	56
4.5	MRA - Equacionamento.....	58
4.5.1	Exemplo de Aplicação do MRA – Caso Real.....	68
4.6	Considerações Finais.....	69
5	RECOMENDAÇÕES DE MELHORIAS NO PLANEJAMENTO E ORGANIZAÇÃO DA ENGENHARIA DE MANUTENÇÃO COM O MRA.....	70
5.1	Introdução	70
5.2	Impacto do MRA no Planejamento da Expansão.....	70
5.3	Impacto do MRA na Operação do Sistema.....	72

5.4	Impacto do MRA na Manutenção dos Equipamentos do Sistema	73
5.4.1	Recomendações Gerais	73
5.4.2	Manutenção Preditiva dos Principais Equipamentos da Função Geração	75
5.4.3	Demais Propostas de Melhorias na Operação, Manutenção e Expansão do Sistema	93
5.5	Conclusões	97
6	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	99
	Referências Bibliográficas	101
	Apêndice	103

ÍNDICE DE FIGURAS E TABELAS

Figura 2.1 – Nova estrutura institucional do SEB	9
Figura 2.2 – Hierarquia operacional entre os centros de operação do ONS e os centros de operação dos agentes	15
Figura 2.3 – Consequências operativas de um sistema hidrotérmico	17
Figura 2.4 – Funções Custo Imediato (FCI) e Custo Futuro (FCF)	18
Figura 2.5 – Ponto ótimo para uso da água	19
Figura 2.6 – Visão geral da comercialização de energia	22
Figura 3.1 – Tipos de manutenção	33
Figura 3.2 – Resultados x tipos de manutenção	37
Figura 3.3 – Desenvolvimento da manutenção	38
Figura 3.4 – Ruptura para alcance de <i>benchmark</i>	39
Figura 3.5 – Visão estratégica da manutenção	41
Figura 4.1 – Exemplo de tela do sistema SAMUG	48
Figura 4.2 – Planilha de registro de mudanças de estados operativos	54
Figura 4.3 – Fluxograma típico para classificação das mudanças de estados operativos de unidades geradoras	55
Figura 4.4 – Tela do sistema HDOM	56
Figura 4.5 – Conceito de conjunto gerador e ativos de conexão	58
Figura 4.6 – Disponibilidade de referência x potência da UG.....	62
Figura 4.7 – Exemplo de redução energia assegurada considerando FID=0,91	64
Figura 4.8 – Histórico de disponibilidade da usina ABC	66
Figura 4.9 – FID de uma usina hidrelétrica – caso real	69
Figura 5.1 – Taxa de falha por equipamento – anos 2008 e 2009	77
Figura 5.2 – Tempo médio de reparo da função por equipamento – anos 2008 e 2009	78
Figura 5.3 – Quantidade de falhas por equipamento – anos 2008 e 2009.....	80
Figura 5.4 – Arranjo típico de monitoramento de unidade geradora hidráulica	81
Figura 5.5 – Oscilações no mancal de escora – ano 2001.....	86
Figura 5.6 – Oscilações no mancal de escora – ano 2010.....	86
Figura 5.7 – Oscilações no mancal guia da turbina – ano 2001.....	87

Figura 5.8 – Oscilações no mancal guia da turbina – ano 2010.....	87
Figura 5.9 – Gráfico de altura de pulso – fase C.....	89
Figura 5.10 – Gráfico de análise de fase do pulso – fase C.....	89
Figura 5.11 – Gráfico da evolução das medições históricas das variáveis do processo – fase C	90
Figura 5.12 – Imagens térmicas de conexões de saída do gerador.....	92
Figura 5.13 – Imagens térmicas de conexões de saída do gerador após correção	93
Tabela 2.1 – Atividades no segmento de energia elétrica.....	9
Tabela 2.2 – Atribuições da ANEEL,MAE e ONS no Sistema Elétrico Brasileiro	10
Tabela 2.3 – Síntese das mudanças dos modelos.....	12
Tabela 2.4 – Resumo dos tipos de leilão	23
Tabela 2.5 – Características do fornecimento de energia elétrica – mercados cativo e livre	25
Tabela 3.1 – Evolução da manutenção	32
Tabela 4.1 – Códigos para classificação de eventos	50
Tabela 4.2 – Origens das indisponibilidades - A	51
Tabela 4.3 – Origens das indisponibilidades - B	52
Tabela 4.4 – Origens das indisponibilidades - C	53
Tabela 4.5 – Origens das indisponibilidades - D	54
Tabela 4.6 – Tabela (parcial) – anexa à carta [ONS-05]	61
Tabela 4.7 – Impacto financeiro da usina ABC – ano de 2008.....	65
Tabela 5.1 – Taxa de falhas por equipamento	77
Tabela 5.2 – Tempo médio de reparo da função por equipamento (horas)	78
Tabela 5.3 – Quantidade de falhas por equipamento.....	79
Tabela A.1 – Estados operativos: código e descrição	103
Tabela A.2 – Condição operativa: código e descrição	104

SIGLAS

ABRAGE: Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica

ACR: Ambiente de Contratação Regulada

ACL: Ambiente de Contratação Livre

ANA: Agência Nacional de Águas

ANATEL: Agência Nacional de Telecomunicações

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP: Agência Nacional do Petróleo

CCEAR: Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado

CCEAL: Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CMO: Custo Marginal de Operação

CNOS: Centro Nacional de Operação do Sistema

CNPE: Conselho Nacional de Política Energética

COG: Centro de Operação da Geração

COR: Centro de Operação Regional

COS: Centro de Operação do Sistema

COSR: Centro de Operação dos Sistemas Regionais

COT: Centro de Operação da Transmissão

DNAEE: Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

FCF: Função Custo Futuro

FCI: Função Custo Imediato

FG: Função de Geração

GCH: Grande Central Hidrelétrica

GCOI: Grupo Coordenador da Operação Interligada

LRC: *Lightning Research Center*

MAE: Mercado Atacadista de Energia

MCT: Ministério da Ciência e Tecnologia

MF: Ministério da Fazenda

MICT: Ministério da Indústria, do Comércio e do Turismo

MMA: Ministério do Meio Ambiente

MME: Ministério de Minas e Energia

MPO: Ministério do Planejamento

MRA: Mecanismo de Redução de Energia Assegurada

MRE: Mecanismo de Realocação de Energia

ONS: Operador Nacional do Sistema

PLD: Preço de Liquidação das Diferenças

PROCON: Órgão de Proteção ao Consumidor

PPGEE: Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

RESEB: Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

SAE: Secretaria de Assuntos Estratégicos

SAMUG: Sistema de Apuração de Mudanças de Estados Operativos de Unidades Geradoras, Usinas e Interligações Internacionais

SEB: Setor Elétrico Brasileiro

SEN: Secretaria de Energia

SGI: Sistema de Gerenciamento de Intervenções

SIN: Sistema Interligado Nacional

TEO: Tarifa de Energia de Otimização

UG: Unidade Geradora

1 INTRODUÇÃO

O Mecanismo de Redução de Energia Assegurada (MRA) tem como objetivo estabelecer as disposições relativas à qualidade do serviço público de geração de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações de geração integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Para as empresas geradoras de energia, existe o mecanismo que possibilita a comercialização de energia considerando o risco hidrológico, denominado Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Esse mecanismo permite a comercialização de energia até o limite da energia assegurada estabelecida pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Tal energia é calculada considerando critérios de segurança no suprimento do sistema elétrico. Para se ter uma ideia global da energia assegurada, a mesma corresponde em torno de 60% da capacidade instalada, podendo chegar a até 90% em alguns casos. No caso da usina gerar menos que a energia assegurada que foi vendida, a mesma poderá adquiri-la de outros geradores participantes do MRE a um custo reduzido, se comparado ao custo do mercado. No caso de gerar mais que a assegurada, poderá vendê-la a outros participantes do MRE ao mesmo preço, mitigando assim o risco hidrológico entre todos os participantes. Para verificação da disponibilidade das usinas e a utilização do MRE, existe o MRA.

A inclusão do MRA penaliza financeiramente as concessionárias de geração com perda de receita quando houver a indisponibilidade de suas instalações ou houver restrições operativas para o Operador Nacional do Sistema (ONS). Tal mecanismo visa incentivar a adoção de gestões com o intuito de maximizar a disponibilidade destas instalações. Desta forma, haverá redução dos impactos indesejáveis na operação do sistema elétrico, tais como a ocorrência de blecautes ou mesmo a ocorrência de contingências simples.

As condições que podem gerar a perda de receita ocorrem quando as origens das indisponibilidades são de responsabilidade do empreendimento de geração e quando afetam diretamente o cálculo da disponibilidade, aplicando-se aos principais equipamentos de uma usina, tais como:

- turbinas e equipamentos associados à produção de potência mecânica da unidade geradora;
- gerador e equipamentos associados à produção de potência elétrica;
- transformador elevador de tensão e equipamentos associados;
- equipamentos ou sistemas eletromecânicos associados aos serviços auxiliares, sistemas de supervisão e controle e outros não associados diretamente à unidade de produção de potência mecânica, ao gerador, transformador elevador e ao ativo de conexão;
- restrição elétrica imposta por ativos de conexão de uso exclusivo do empreendimento de geração;
- origens não caracterizadas por equipamentos ou sistemas eletromecânicos, mas de responsabilidade do empreendimento de geração, tais como: controle durante período de piracema, desligamentos ou restrições visando possibilitar intervenção em outras unidades geradoras, dentre outras;
- restrições em unidades geradoras termelétricas associadas ao fornecimento de combustível, tais como alterações em sua qualidade e volume.

A matriz de energia elétrica brasileira é predominantemente hidráulica e representa mais de 68% da capacidade de geração instalada em todo o território nacional. São 163 usinas hidrelétricas que, juntas, têm uma potência outorgada de cerca de 75 milhões de kW. A termelétricidade é a segunda maior fonte de geração, sendo 1282 usinas termelétricas, com potência outorgada de mais de 27 milhões de kW [ABRAMAN-09].

Mais de 95% das usinas que produzem energia elétrica no Brasil, sejam elas hidrelétricas, termelétricas ou nucleares, estão interligadas ao SIN, considerado um dos sistemas mais robustos e eficientes do mundo. Quando uma unidade fica incapacitada de produzir, outras, que fazem parte do sistema,

compensam a falta de energia. Atualmente, apenas 3,4% da produção de eletricidade do país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados, principalmente, na região amazônica.

Tendo em vista que a matriz de energia elétrica brasileira é predominantemente hidráulica, o contexto deste trabalho é dedicado especificamente ao estudo do impacto do MRA em Grandes Centrais Hidrelétricas (GCH) que apresentam as maiores potências instaladas e onde o impacto da penalização é mais significativo. É importante relatar que existem resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que geram impactos nas energias asseguradas de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e usinas térmicas cujos estudos não fazem parte deste trabalho.

Para efeito informativo, a potência instalada é que determina se a usina é de grande ou médio porte ou uma PCH. A ANEEL adota três classificações: Centrais Geradoras Hidrelétricas (com até 1 MW de potência instalada), Pequenas Centrais Hidrelétricas (entre 1,1 MW e 30 MW de potência instalada) e Usina Hidrelétrica de Energia (UHE, com mais de 30 MW). O termo GCH também é bastante utilizado pelas empresas geradoras de energia e equivale à classificação da ANEEL para UHE.

O MRA aplicável às GCH é regulamentado pela Resolução Normativa nº 688 de 24 de dezembro de 2003 [ANEEL-03] publicada no Diário Oficial da União no dia 26 de dezembro de 2003. Por meio desta resolução, a ANEEL vem incentivar a disponibilidade das instalações de geração do SIN incorporando incentivo à eficiência de usinas participantes do MRE.

Considerando o contexto delineado acima, pode-se identificar os objetivos desta dissertação. O primeiro objetivo do trabalho é analisar a resolução [ANEEL-03] e mostrar, através de exemplos e cálculos de MRA, os valores envolvidos, exemplificados por indisponibilidades programadas e forçadas, principalmente em geradores e transformadores elevadores integrantes da concessão de geração da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG). Este texto utiliza linguagem técnica e exemplos práticos para auxiliar os

profissionais da área a terem o melhor entendimento do MRA, pois a resolução [ANEEL-03] possui uma linguagem específica com os seus capítulos, incisos, artigos, parágrafos, "caput", etc.

O segundo objetivo é interpretar os mecanismos estabelecidos através da formatação de um texto objetivo e sequencial. O terceiro objetivo é apresentar uma análise dos impactos na manutenção do sistema e o quarto é propor recomendações para a melhoria na manutenção do sistema no novo ambiente do SIN com o MRA.

A metodologia de desenvolvimento utilizada para alcançar os objetivos do trabalho incluiu a análise da documentação disponibilizada pela ANEEL relativas à resolução [ANEEL-03], o estudo na legislação que reformulou o setor elétrico brasileiro, a pesquisa das alterações e dos impactos que ocorreram na manutenção do sistema e a proposição de procedimentos para a melhoria da manutenção deste sistema.

Para cumprir seus objetivos, esta dissertação está organizada em seis capítulos, incluindo esta introdução.

O capítulo 2 tem por objetivo apresentar um histórico da reformulação do setor elétrico brasileiro que ocorreu a partir do ano de 1995 e a atual composição do SIN de acordo com as regras estabelecidas pela ANEEL.

A engenharia de manutenção como função estratégica, os tipos de manutenção, o planejamento, organização e a qualidade da manutenção e as exigências no contexto atual são apresentados no capítulo 3.

O capítulo 4 apresenta o mecanismo estabelecido pela [ANEEL-03], conceitos básicos, funções de geração e as regras para a aplicação do MRA. Exemplos de cálculo do MRA, utilizando dados reais pertencentes à concessão de geração da CEMIG, são incluídos.

No capítulo 5 são detalhadas propostas de melhoria na manutenção do sistema em relação ao setor elétrico frente ao MRA. Com o desenvolvimento e

aplicação destas propostas espera-se uma redução das penalidades financeiras nas receitas das geradoras devido à aplicação do MRA e manutenção de uma operação segura do SIN.

No capítulo 6 são apresentadas as conclusões e propostas de continuidade do trabalho. Por fim, apresentam-se as Referências Bibliográficas utilizadas para a elaboração do texto e um Apêndice contendo informações relacionadas ao registro de mudanças de estados operativos de conjuntos geradores, usinas e interligações internacionais.

2 SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL – REESTRUTURAÇÃO, OPERAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO

2.1 Introdução

Para um melhor entendimento da aplicação do Mecanismo de Redução de Energia Assegurada no contexto da geração de energia elétrica, é necessário conhecer importantes questões relativas ao SIN. Destacam-se a operação hierárquica e estruturada do sistema, o planejamento ótimo da operação e a criação de ambientes de comercialização de energia.

Com a reestruturação do setor elétrico brasileiro a partir da década de 90, a atividade de geração de energia passa a ser um segmento inserido em um ambiente competitivo, não regulado economicamente, e com livre acesso ao sistema de transmissão. Neste contexto está incluído o MRA que visa incentivar a disponibilidade das instalações de geração integrantes do SIN.

Na visão delineada acima, este capítulo apresenta a nova estrutura do setor elétrico nacional, identificando os diversos agentes setoriais e suas responsabilidades de regulação, planejamento e aspectos comerciais. Também é abordada a estrutura operativa do SIN e a comercialização de energia na geração, temas relevantes para o estudo do MRA.

2.2 Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

O modelo institucional do setor de energia elétrica passou por duas grandes mudanças desde a década de 90. A primeira envolveu a privatização das companhias operadoras e teve início com a Lei nº 9.427, de dezembro de 1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e determinou que a exploração dos potenciais hidráulicos fosse concedida por meio de concorrência ou leilão, em que o maior valor

oferecido pela outorga (Uso do Bem Público) determinaria o vencedor. A segunda ocorreu em 2004, com a introdução do Novo Modelo do Setor Elétrico, que teve como objetivos principais:

- garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, condição básica para o desenvolvimento econômico sustentável;
- promover a modicidade tarifária, fator essencial para o atendimento da função social da energia e que concorre para a melhoria da competitividade da economia;
- promover a inserção social, em particular pelos programas de universalização de atendimento (como o “Luz para Todos”);
- assegurar a estabilidade do marco regulatório, com vistas à atratividade dos investimentos na expansão do sistema.

Uma das principais alterações promovidas em 2004 foi a substituição do critério utilizado para concessão de novos empreendimentos de geração. Passou a vencer os leilões o investidor que oferecesse o menor preço para a venda da produção das futuras usinas. Além disso, o novo modelo instituiu dois ambientes para a celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), exclusivo para geradoras e distribuidoras, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam geradoras, comercializadoras, importadores, exportadores e consumidores livres.

A reforma exigiu a cisão das companhias em geradoras, transmissoras e distribuidoras. Os segmentos de distribuição e transmissão continuaram totalmente regulamentados e considerados monopólios naturais, mas os segmentos de geração e comercialização passaram a ser atividades abertas à competição.

O novo modelo setorial foi resultado de um conjunto de recomendações apresentadas no projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro - RESEB, desenvolvido pelo consórcio liderado pela

consultoria internacional [Coopers & Lybrand-97]. O consórcio que já havia participado do processo de reforma na Inglaterra foi contratado pelo Governo Federal em 1996 e atuou até 1998 na reorganização da indústria de energia elétrica, com a participação de técnicos da Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.) e da Secretaria Nacional de Energia do Ministério de Minas e Energia.

A reestruturação considerou alguns princípios básicos como o atendimento à demanda, a racionalização da oferta e da demanda de energia elétrica, a busca de competitividade no setor elétrico, a capacidade de investimento com participação privada, o estabelecimento de regras estáveis, a qualidade e o preço justo aos consumidores e o respeito ao meio ambiente.

A reformulação da legislação vigente foi necessária naquela época para atendimento a esses princípios, com a consequente criação do órgão regulador e fiscalizador – a ANEEL. Foi criado também o Mercado Atacadista de Energia (MAE), órgão posteriormente extinto e substituído atualmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Nesse modelo do setor elétrico, um novo conceito para a concessão de serviço público de geração foi implementado, sendo necessária a criação do ONS (Operador Nacional do Sistema) para promover a operação integrada e coordenada do conjunto de instalações de propriedade das concessionárias de geração. O segmento de geração passa a ser um ambiente competitivo, não regulado economicamente, com garantia de livre acesso ao sistema de transmissão e fiscalizado pela ANEEL.

O modelo procurava instaurar a competição na geração e na comercialização e garantir o livre acesso na transmissão e distribuição. A tabela 2.1 descreve as atividades no segmento de energia elétrica no setor elétrico brasileiro (SEB).

Tabela 2.1 - Atividades no segmento de energia elétrica

Geração	Produção de eletricidade através de hidrelétricas, termelétricas ou fontes alternativas.
Transmissão	A rede básica de transmissão engloba o transporte de energia em níveis de tensão de 230 kV ou superior, transportando eletricidade dos geradores para os sistemas de distribuição de tensão inferior.
Distribuição	Transporte de energia elétrica do ponto de saída do sistema de transmissão (em redes com tensão inferiores a 230 kV) até o consumidor final.
Comercialização	Compra no atacado de energia gerada ou de serviços de transmissão e distribuição, que serão revendidos aos consumidores finais ou concessionárias.

Para dar prosseguimento à execução das mudanças estruturais e específicas do setor, foram constituídos agentes setoriais com a responsabilidade da regulação, planejamento e aspectos comerciais, configurando uma nova estrutura institucional do SEB, conforme a figura 2.1 [CEMIG-08].

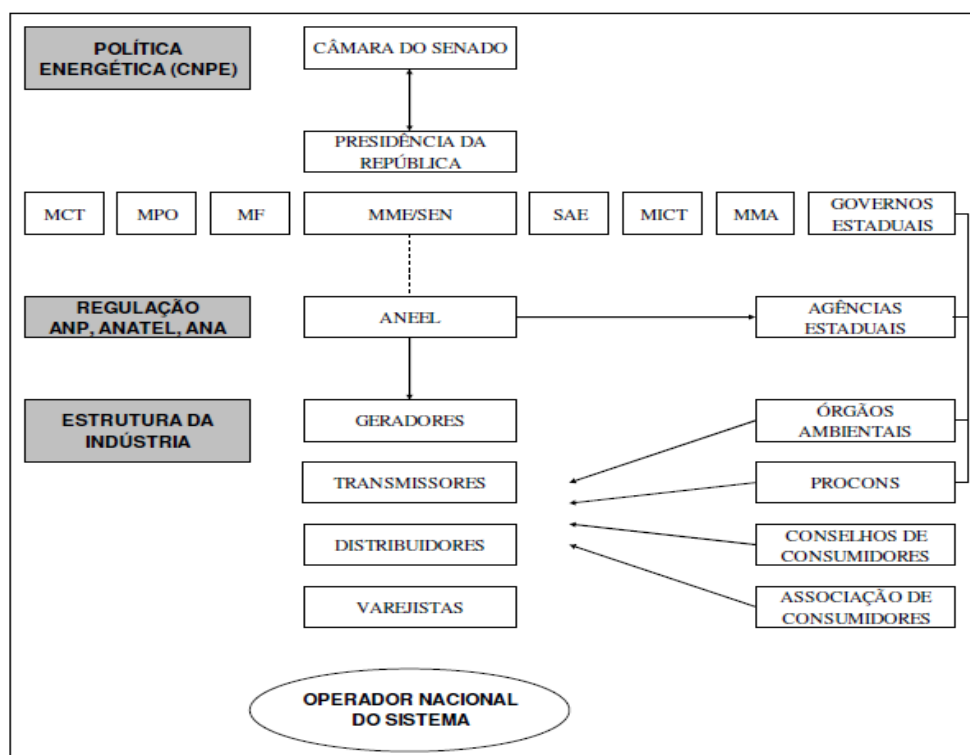


Figura 2.1 – Nova estrutura institucional do SEB

A tabela 2.2 apresenta um resumo das atribuições dos principais agentes criados com a reforma do SEB na década de 1990 [MME-10].

Tabela 2.2 - Atribuições da ANEEL, MAE e ONS no Sistema Elétrico Brasileiro

ANEEL	Atribuições: regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e a comercialização de energia elétrica; 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; estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços.
MAE	Ambiente onde ocorriam as transações de compra e venda de energia elétrica, instituído pelo Acordo de Mercado estabelecido nos termos regulados pela ANEEL. Atribuições: apurar e liquidar as diferenças entre os valores de energia contratada pelos diversos agentes e os montantes produzidos e consumidos. O MAE era o responsável pela contabilização e a liquidação das diferenças contratuais da energia elétrica no mercado de curto prazo do SEB.
ONS	Atribuições: operar o Sistema Interligado Nacional - SIN e administrar a rede básica de transmissão de energia. A sua missão institucional é assegurar aos usuários do SIN a continuidade, a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica.

No modelo do setor elétrico anterior havia empresas verticalizadas, basicamente estatais, e a energia era um monopólio, isto é, não havia competição, todos os consumidores eram cativos¹, e o mercado completamente regulado. Com o passar dos anos, o setor começou a apresentar sinais de estagnação tendo em vista que os investimentos na expansão reduziram significativamente. Era necessário tomar medidas

¹ Consumidor cativo: consumidor que só pode comprar energia elétrica da concessionária ou permissionária que detém a concessão do serviço de distribuição de energia elétrica para a localidade na qual se encontra instalado ficando submetido à tarifa e condições de fornecimento estabelecidas pela ANEEL.

visando o aumento da oferta de energia e a revitalização do setor elétrico. Assim, o Governo Federal publicou a Lei nº 8.631/93, que extinguiu a equalização tarifária vigente e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, visando estancar as dificuldades financeiras das empresas na época, sendo esta ação considerada como marco inicial da reforma do Setor Elétrico Brasileiro.

A promulgação da Lei nº 9.074/95 trouxe estímulos à participação da iniciativa privada no setor de geração de energia elétrica com a criação da figura do Produtor Independente de Energia (PIE), sendo estabelecida a possibilidade de uma empresa privada produzir e comercializar energia elétrica, atividade que antes era prerrogativa exclusiva de concessionárias estatais de geração. A referida lei também estabelece os primeiros passos rumo à competição na comercialização de energia elétrica, com a criação do conceito de consumidor livre², consumidor que, atendendo a requisitos estabelecidos na legislação vigente, tem liberdade de escolha de seu fornecedor de energia elétrica. Desta forma, o mercado, que era totalmente regulado, possuindo apenas consumidores cativos, passou a considerar também a possibilidade de consumidores livres, que passaram a negociar livremente as cláusulas contratuais para o fornecimento de energia elétrica.

Em 2001, o setor elétrico sofreu uma grave crise de abastecimento que culminou em um plano de racionamento de energia elétrica. Este acontecimento gerou uma série de questionamentos sobre os rumos que o setor elétrico estava trilhando. Visando a 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.

Durante os anos de 2003 e 2004, o Governo Federal lançou as bases de um novo modelo para o setor, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848,

² Consumidor livre: aquele que exerce opção de compra de energia elétrica.

de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho do mesmo ano.

Uma síntese das principais mudanças entre os modelos pré-existentes e o modelo atual do mercado de energia elétrica é apresentada na tabela 2.3 retirada de [CCEE-10].

Tabela 2.3 – Síntese das mudanças dos modelos

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 Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas 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 rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Défis (MCSO) para as Distribuidoras

Em termos institucionais, o novo modelo criou as seguintes instituições:

- Empresa de Pesquisa Energética (EPE): responsável pelo planejamento do setor elétrico em longo prazo.

- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE): responsável pela avaliação permanente da segurança do suprimento de energia elétrica.
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): responsável pela continuidade às atividades do MAE, relativas à comercialização de energia elétrica no sistema interligado.

Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam agentes de geração e de distribuição de energia elétrica, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam agentes de geração, comercialização, importadores e exportadores de energia e consumidores livres.

2.3 A Operação do Sistema Interligado Nacional

2.3.1 Evolução e Estrutura Operacional

Até o ano de 1995, o controle da operação do sistema elétrico nacional era feito pelo GCOI (Grupo Coordenador da Operação Interligada). O Brasil possuía dois subsistemas separados:

- Subsistema Sul / Sudeste / Centro-Oeste
- Subsistema Norte / Nordeste

O GCOI tinha a finalidade de assegurar a otimização e a continuidade do suprimento de energia elétrica aos sistemas distribuidores, por meio do uso racional das instalações de geração e transmissão, harmonizando os interesses técnicos e comerciais dos diferentes agentes envolvidos na produção, transmissão e distribuição, além de procurar maximizar a qualidade, confiabilidade e a economicidade dos serviços para os consumidores.

As empresas estatais que atuavam no setor cooperavam tecnicamente como membros nestes grupos e definiam as regras para a operação e o planejamento do sistema elétrico de potência. Os centros de

operação destas empresas eram responsáveis pela coordenação de suas instalações e pela operação do sistema elétrico em tempo real, agindo com autonomia em situações normais ou de contingências para garantir a segurança das redes, de acordo com as diretrizes estabelecidas.

A partir do ano de 1995, o Governo Federal abre o setor à iniciativa privada, retirando do Estado a atribuição de coordenar a operação do SIN e cria o ONS que fica responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração (com capacidade igual ou maior que 50 MW) e transmissão de energia elétrica (nível de tensão igual ou superior a 230 kV) no SIN, sob a fiscalização e regulação da ANEEL. O objetivo principal deste órgão é otimizar a utilização dos recursos de geração e garantir a confiabilidade e continuidade no uso da rede de transmissão [ONS-10].

O ONS possui cinco centros próprios de operação para executar suas atividades de supervisão do SIN e a figura 2.2, adaptada de [ONS-10], ilustra, genericamente, as possíveis formas de implementação da hierarquia operacional entre os centros de operação do ONS e os centros de operação dos agentes.

O relacionamento com os diversos agentes ocorre nos centros de operação. Os centros de operação podem ser específicos para geração – Centro de Operação de Geração (COG), ou transmissão – Centro de Operação da Transmissão (COT). Em muitos casos, porém, um só centro desempenha ambas as atividades, dando origem a um Centro de Operação de Sistema (COS). Algumas instalações são também denominadas Centro de Operação Regional (COR), por operarem estações de áreas mais restritas, com influência predominantemente regional. O Posto ou Centro de Operação com Telecomando de Instalações (POT) é uma instalação com recurso de telecomando de equipamentos e de componentes necessários à operação remota de um conjunto de instalações definidas pelo agente.

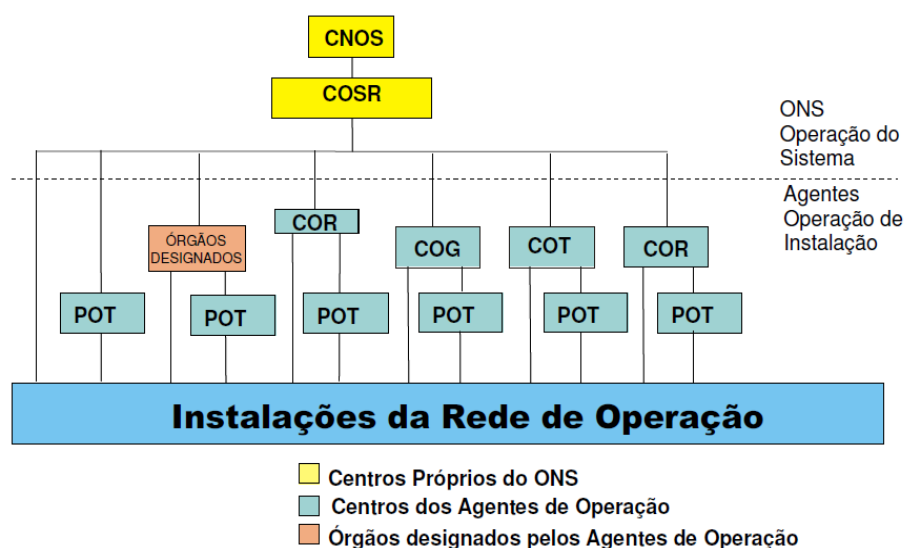


Figura 2.2 – Hierarquia operacional entre os centros de operação do ONS e os centros de operação dos agentes

Conforme indicado na figura 2.2, a operação do SIN é atribuição do ONS, enquanto cada proprietário é responsável apenas por cuidar de suas instalações.

Quando o ONS foi criado, em 1998, algumas concessionárias foram contratadas pelo Operador como prestadoras de serviços, para coordenar, supervisionar e controlar a Rede de Operação de áreas específicas. Devido à exigência legal da ANEEL [ANEEL-10], o ONS iniciou, há alguns anos, um processo gradativo de desconstrução dos serviços destas empresas e passou a assumir estas funções nos próprios centros do Operador.

A função básica dos COS é coordenar e executar, em tempo real, ações de supervisão e controle sobre equipamentos dos sistemas de geração e transmissão, de forma a garantir confiabilidade, qualidade, rapidez e segurança operativas. Estes objetivos são alcançados com a realização de vários processos:

- controle da geração e dos níveis de reservatórios das usinas hidrelétricas;
- controle dos níveis de tensão dos barramentos para mantê-los dentro de faixas pré-estabelecidas;
- controle do carregamento e limites operativos de linhas de transmissão, transformadores, unidades geradoras e equipamentos de controle de tensão;
- liberação coordenada de equipamentos para intervenções, com ou sem desligamentos ou restrições operativas;
- restabelecimento do sistema após perturbações parciais ou totais (blecautes).

A necessidade de fornecimento de energia e de operação das instalações ininterruptamente traz a exigência de que os COS operem 24 horas por dia.

2.3.2 Planejamento Ótimo da Operação

O objetivo do planejamento da operação é a escolha de unidades geradoras e os montantes de energia que cada um destes geradores deve produzir para suprir a demanda de energia no menor custo total possível. O custo de operação de cada unidade geradora depende do combustível utilizado para produção de energia. As usinas térmicas têm um custo explícito de operação dado pelo custo do combustível utilizado (carvão, óleo, etc.). As usinas hidrelétricas utilizam a água para produção de energia. Nos custos citados devem ser incluídos os custos de penalização pelo não atendimento à demanda de energia. É importante salientar que a água armazenada nos reservatórios não é grátis e possui um valor relacionado ao custo de oportunidade de atender à demanda futura.

No planejamento da operação energética em grandes sistemas hidrotérmicos, como é o caso do Brasil, existe uma relação entre a decisão tomada em determinado instante e sua consequência futura. Por exemplo, tomada a decisão de utilizar água dos reservatórios, para geração de

energia hidrelétrica para atendimento à demanda do mercado hoje, e, no futuro, ocorrer uma seca, poderá ser necessário utilizar geração térmica de custo elevado, podendo até interromper o fornecimento de energia levando, em casos extremos, ao racionamento. Por outro lado, se a decisão é fazer uso mais intensivo de geração térmica com o objetivo de conservar elevados os níveis dos reservatórios e um período de condição hidrológica favorável vier a acontecer, no futuro pode ocorrer o vertimento da água dos reservatórios, o que representa um desperdício de energia e aumento desnecessário do custo de operação.

Pode-se concluir que o problema do planejamento da operação energética de um sistema hidrotérmico é acoplado no tempo e também estocástico devido à incerteza a respeito das afluências futuras no momento em que a decisão é tomada. A figura 2.3 [CEMIG-08] ilustra as consequências operativas do processo de decisão de operação energética de um sistema hidrotérmico.

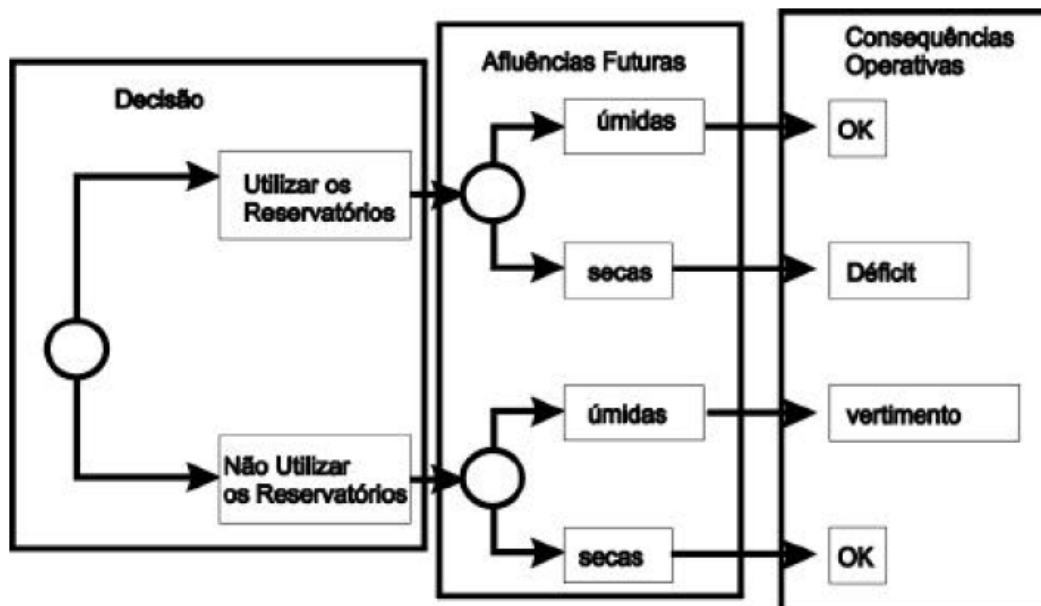


Figura 2.3 – Consequências operativas de um sistema hidrotérmico

Na tomada de decisão da operação de um sistema hidrotérmico deve-se comparar o custo de geração de energia usando a água hoje versus o custo de armazenar esta água para usá-la no futuro. O benefício do uso

imediate da água pode ser representado pela função chamada Função Custo Imediato (FCI) e o benefício de armazená-la no presente para seu uso futuro pode ser representado pela função chamada Função Custo Futuro (FCF). A palavra futuro significa que estão sendo considerados todos os estágios futuros até o final do horizonte do planejamento. A figura 2.4 [CEMIG-08] mostra as duas funções citadas.

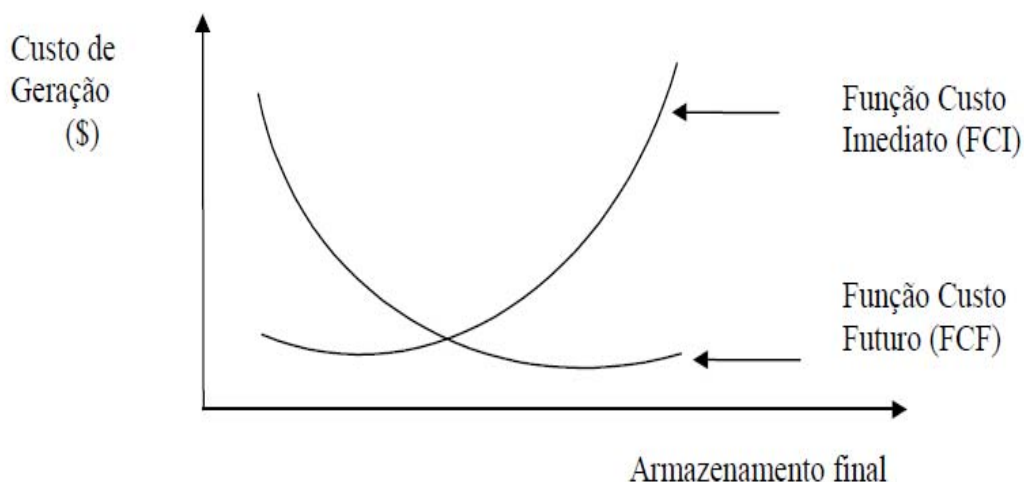


Figura 2.4 – Funções Custo Imediato (FCI) e Custo Futuro (FCF)

Analisando o gráfico, nota-se que a FCI aumenta com o volume final armazenado nos reservatórios. Isto ocorre porque a decisão de economizar água no presente está relacionada a um maior gasto com geração térmica para atendimento à demanda. Assim, a FCI está associada ao gasto com geração térmica no estágio atual. A FCF diminui com o volume final armazenado nos reservatórios. Isto ocorre porque a decisão de economizar água no presente está relacionada a um menor gasto com geração térmica no futuro. Assim a FCF está associada ao valor esperado do gasto com geração térmica e possíveis *déficits* no futuro para atendimento à demanda.

A figura 2.5 [CEMIG-08] apresenta o custo total de geração que é a somatória do valor de geração hoje mais o valor esperado do custo de

geração futura. Assim, o ponto ótimo do uso da água armazenada nos reservatórios é aquele que minimiza a função custo total de geração.

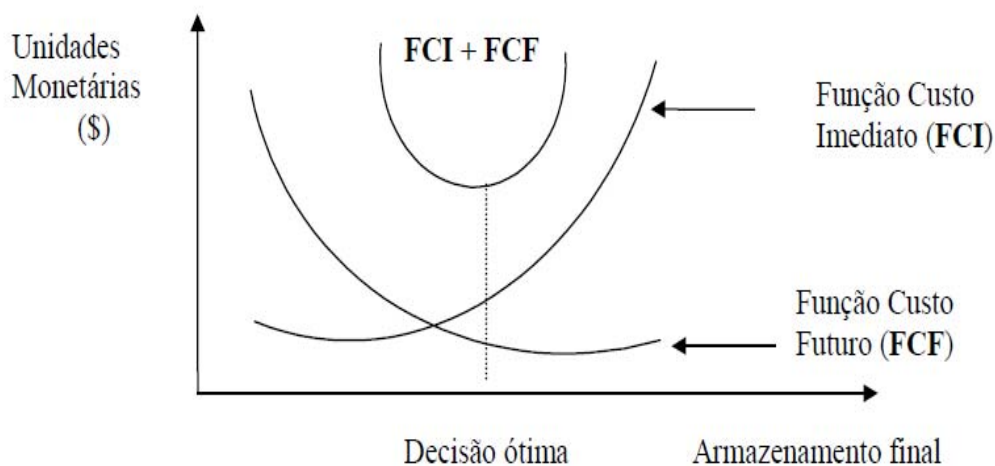


Figura 2.5 – Ponto ótimo para uso da água

O longo horizonte de planejamento da operação e a estocasticidade das afluições fazem com que o problema de planejamento da operação energética de um sistema hidrotérmico seja de grande porte e de difícil solução. Visando facilitar a solução do problema, este é dividido em etapas de longo, médio e curto prazos. Para isto, o ONS utiliza modelos computacionais desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), denominados Newave, Decomp e Dessem.

O modelo NEWAVE é utilizado para o planejamento da operação energética de longo prazo. Ele define, para cada mês do horizonte de planejamento da operação (5 anos), a alocação ótima dos recursos hídricos e térmicos de forma a minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo de todo o horizonte do planejamento. O modelo simula um grande número de séries hidrológicas (afluições aos reservatórios) em paralelo, calculando índices probabilísticos de desempenho do sistema para cada mês da simulação. Dentre os resultados obtidos nos estudos desta etapa estão os totais mensais de geração térmica e hidráulica.

O modelo DECOMP é utilizado para o planejamento de médio prazo. Determina as metas de geração de cada usina de um sistema hidrotérmico, sujeito a afluições estocásticas, de forma a minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do

período de planejamento de um ano, com discretização semanal para o primeiro mês e mensal para os demais meses. A incerteza acerca das afluências aos diversos aproveitamentos do sistema é representada através de cenários hidrológicos.

O modelo DESSEM é utilizado no planejamento de curto prazo. Este modelo trabalha com horizonte de uma a duas semanas, sendo os dois primeiros dias discretizados de 30 minutos em 30 minutos, e os demais dias com discretização horária. A fim de que o despacho fornecido pelo DESSEM esteja bastante próximo do despacho que efetivamente será colocado em prática, o modelo considera em sua formulação a dinâmica das unidades termelétricas, bem como uma representação detalhada das funções de produção das unidades hidrelétricas.

2.4 Comercialização de Energia no SIN

2.4.1 Introdução

A remuneração de uma geradora depende do modelo de despacho de geração e formação do preço da energia, e do modelo de comercialização de energia adotados no país onde é realizado o investimento.

Basicamente, existem duas vertentes quanto aos modelos de despacho de geração e formação do preço da energia: *Loose Pool* e *Tight Pool*.

O Brasil adota o modelo *Tight Pool* onde existe uma entidade (operador independente do sistema) que define o despacho de geração de forma centralizada com o objetivo de minimizar o custo de operação do sistema. O preço da energia é definido com base no custo marginal de operação (CMO), que reflete o acréscimo no custo de operação do sistema devido ao aumento marginal da demanda.

Já no modelo *Loose Pool*, as geradoras ofertam as quantidades de energia e respectivos preços pelos quais estão dispostas a gerá-la. Com base nestas ofertas, é montada a curva de oferta de energia do sistema. Por outro lado, os consumidores fazem propostas de preços para diversos patamares de consumo, a partir das quais é montada a curva de demanda de energia do sistema. A interseção das curvas de oferta e de demanda do

o sistema define o preço da energia e os geradores a serem despachados, que são aqueles cujos preços ofertados são menores ou iguais ao preço da energia.

A utilização do *Tight Pool* no Brasil é justificada por alguns fatores:

- presença de múltiplos proprietários de diferentes usinas hidrelétricas em uma mesma cascata;
- complexos vínculos hidráulicos entre usinas hidrelétricas;
- pouca presença termelétrica nos sistemas interligados.

2.4.2 Ambientes de Comercialização de Energia

O modelo vigente do setor elétrico prevê que a comercialização de energia elétrica pode ser realizada em dois ambientes de mercado:

- Ambiente de Contratação Regulada (ACR)
- Ambiente de Contratação Livre (ACL)

A contratação no ACR é formalizada através de contratos bilaterais regulados denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre agentes vendedores³ e distribuidores que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica.

No ACL há a livre negociação entre os agentes geradores, comercializadores, consumidores livres/especiais, importadores e exportadores de energia sendo os acordos pactuados através de contratos de compra de energia no ambiente livre (CCEAL).

Uma visão geral da comercialização de energia é apresentada na figura 2.6, retirada de [CCEE-10].

³ Agente Vendedor - Agente de Geração, Agente de Comercialização ou Agente de Importação, que seja habilitado em documento específico para este fim.



Figura 2.6 – Visão geral da comercialização de energia

Os agentes de geração podem vender energia elétrica nos dois ambientes e os contratos são registrados na CCEE.

2.4.2.1 Ambiente de Contratação Regulada

O suprimento de energia elétrica no ACR é feito por meio de licitação na modalidade de leilões. A regulação das licitações para contratação regulada de energia elétrica e a realização do leilão diretamente ou por intermédio da CCEE é de responsabilidade da ANEEL.

A definição dos vencedores de um leilão é pelo critério de menor tarifa, isto é, os vencedores do leilão serão aqueles que ofertarem energia elétrica pelo menor preço por Mega-Watt hora para atendimento da demanda prevista pelas distribuidoras.

Os CCEAR são, assim, celebrados entre os vencedores e as distribuidoras que declararam necessidade de compra para o ano de início de suprimento da energia contratada no leilão.

Um resumo dos tipos de leilão é apresentado na tabela 2.4, adaptada de [CEMIG-10].

Tabela 2.4 – Resumo dos tipos de leilão

Modalidade	Comentários	Prazo dos Produtos*
Energia Existente	<ul style="list-style-type: none"> ▪ A-1: leilão de energia para entrega no ano seguinte; ▪ Energia de usinas existentes. 	
Energia Nova	<ul style="list-style-type: none"> ▪ A-3: leilão de energia para entrega três anos após o contrato (ex.: térmicas). ▪ A-5: leilão de energia para entrega cinco anos após o contrato (ex.: hidrelétricas). ▪ Novos empreendimentos. 	
Ajuste	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Leilão de energia para que a distribuidora ajuste a demanda. ▪ Energia de usinas existentes. ▪ Contratos com prazo de duração de até dois anos. 	

(*) ano zero = ano vigente

Além dos leilões de energia nova (A-5, A-3) e energia existente (A-1), há leilões de ajuste e leilões de reserva. Os leilões de ajuste objetivam complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, até o limite de 1% desta carga.

A contratação de energia de reserva, viabilizada por meio dos leilões de energia de reserva, é destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim.

Os leilões de energia elétrica existente têm por objetivo a venda de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes para atendimento às necessidades de mercado das distribuidoras.

Os leilões de energia elétrica nova têm por objetivo o atendimento às necessidades de mercado das distribuidoras mediante a venda de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos.

2.4.2.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL)

No ACL, participam agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia elétrica, além dos consumidores livres e especiais. Neste ambiente, há liberdade para se estabelecerem volumes de compra e venda de energia e seus respectivos preços, sendo as transações pactuadas através de Compra de Energia no Ambiente Livre.

Os consumidores livres que realizam a compra de energia através de contratos no ACL estão sujeitos ao pagamento de todos os encargos, taxas e contribuições setoriais previstas na legislação. Conforme descrito no parágrafo 2º do art. 49 do decreto nº 5.163/04, estes consumidores podem manter parte da aquisição de sua energia de forma regulada junto à concessionária de distribuição, constituindo assim um consumidor parcialmente livre.

Caso o consumidor livre queira retornar à condição de cativo, este deve informar a sua decisão à concessionária de distribuição local com um prazo mínimo de 5 anos, sendo que este prazo pode ser reduzido mediante acordo entre as partes.

No caso de consumidor especial, que optou por adquirir parte ou a totalidade do respectivo consumo de energia por meio da comercialização de energia incentivada, este poderá voltar a ser atendido plenamente pela respectiva concessionária ou permissionária de distribuição.

Para isto, o consumidor deve manifestar formalmente esta opção com antecedência de 180 dias em relação à data do início do fornecimento, sendo que este prazo pode ser reduzido a critério da concessionária ou permissionária de distribuição como disposto no § 1º, art. 5, da resolução ANEEL nº 247/06.

Dentro dos ambientes de contratação de energia elétrica, há os mercados cativo e livre. No mercado cativo, o consumidor é totalmente passivo. A energia é fornecida exclusivamente pela distribuidora local, com

o preço e as demais condições de fornecimento regulados pela ANEEL. As distribuidoras, por sua vez, também só podem comprar energia para atender aos seus clientes no ACR.

No mercado livre, a energia é tratada como uma *commodity*, passível de comercialização. O consumidor livre pode comprar montantes de energia de comercializadores e/ou geradores com condições (preço, prazo, etc.) pactuadas entre as partes.

Os serviços de transporte e contratação da energia são desvinculados. O transporte é pago à concessionária de distribuição ou de transmissão onde o consumidor livre esteja conectado, através de tarifas reguladas pela ANEEL. A concessionária local é totalmente responsável pela continuidade e qualidade do fornecimento de energia elétrica ao consumidor livre. Este mercado não é aberto a todos consumidores.

A tabela 2.5, adaptada de [CEMIG-10], mostra as principais características do fornecimento de energia elétrica nos dois mercados.

Tabela 2.5 – Características do fornecimento de energia elétrica – mercados cativo e livre

Características	Cativo	Livre
Fornecedor	Concessionária Local	Qualquer gerador ou comercializador do SIN*
Preço da Energia	Tarifas reguladas pela Aneel	Livremente pactuado entre as partes
Preço do Transporte	Tarifas reguladas pela Aneel	Tarifas reguladas pela Aneel
Reajuste do preço da energia	Determinado anualmente pela Aneel	Indexador pactuado entre as partes
Prazo Contratual	Prazo mínimo pré-estabelecido pela Aneel	Livremente pactuado entre as partes
Volume	De acordo com a energia consumida	Livremente pactuado entre as partes
Responsável pela entrega	Concessionária local	Concessionária local

Os requisitos para que um cliente possa atuar no mercado livre são:

- Clientes Livres:
 - Para clientes ligados até 07/1995: tensão maior ou igual a 69 kV (A1, A2, A3), com carga maior que 3,0 MW.
 - Para clientes ligados após 07/1995: qualquer tensão, com carga maior que 3,0 MW.
- Clientes Especiais:

São aqueles do grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV ou ainda atendidas em tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição e que podem ser atendidos por fontes alternativas (eólicas, biomassa, PCH e solar). Devem ter carga acima de 500 kW.

Normalmente os clientes livres são clientes corporativos (empresas e indústrias).

2.4.3 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Em 2004, foi criada a CCEE como sucessora do MAE e regulamentada pelo Decreto nº 5.177/04 sendo uma organização civil, de direito privado, sem fins lucrativos congregando agentes das categorias de Geração, Distribuição e Comercialização de energia elétrica.

A CCEE tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN nos Ambientes de Contratação Regulada e Livre, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo.

Os procedimentos de Comercialização que regulam as atividades realizadas na CCEE são aprovados pela ANEEL.

Os agentes da CCEE dividem-se nas categorias de Geração, de Distribuição e de Comercialização. A Categoria de Geração é composta pelos agentes geradores de serviço público, dos agentes produtores independentes e dos agentes autoprodutores.

A entidade tem como principais responsabilidades, dentre outras:

- promover leilões de compra e venda de energia elétrica, por delegação da ANEEL;
- manter o registro de todos os contratos celebrados no âmbito do ACR e do ACL, incluindo os respectivos montantes de potência e energia, e suas alterações;
- promover a medição e o registro de dados relativos às operações de compra e venda e outros dados inerentes aos serviços de energia elétrica;
- apurar o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) por submercado;
- efetuar a Contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados e a Liquidação Financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no Mercado de Curto Prazo;
- apurar o descumprimento de limites de contratação de energia elétrica e outras infrações e, quando for o caso, por delegação da ANEEL, nos termos da Convenção, aplicar as respectivas penalidades;
- apurar os montantes e promover as ações necessárias para a realização do depósito, da custódia e da execução das garantias financeiras relativas às Liquidações Financeiras do Mercado de Curto Prazo, nos termos da Convenção;
- efetuar a liquidação financeira dos montantes de energia elétrica contratados nos Leilões de Energia de Reserva;
- apurar valor da parcela variável dos CCEAR por disponibilidade;
- recolher as penalidades aplicadas.

2.5 Considerações Finais

Diante das mudanças do setor elétrico, a ANEEL passou a utilizar, a partir de 2003, o MRA como instrumento para incentivar a disponibilidade das instalações de geração do SIN incorporando incentivo à eficiência das usinas participantes do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia).

Basicamente, o mecanismo tem o intuito de incentivar a adoção de gestões na Expansão, Operação e Manutenção do sistema elétrico para maximizar a disponibilidade da chamada Função Geração (FG), reduzindo os impactos indesejáveis na operação e manutenção do mesmo, tais como a ocorrência de desligamentos simples ou de grandes proporções.

A utilização do MRA vem ao encontro dos princípios da reestruturação, trazendo um novo cenário para o setor elétrico, onde se esperam vários avanços. Entretanto, para que os avanços esperados sejam obtidos, modificações e ajustes significativos precisam ser feitos nos procedimentos atualmente adotados pelas empresas em diversas de suas atividades. Com este novo mecanismo tornam-se necessárias alterações na gestão dos ativos das geradoras, na manutenção das FG e nos procedimentos de manutenção e operação, dentre outras.

Tal situação enfatiza ainda mais a relevância desta dissertação, cujos desenvolvimentos visam propor procedimentos mais adequados às novas condições impostas pelo MRA. Antes de apresentar as propostas, é importante destacar a engenharia de manutenção como função estratégica neste novo contexto e conceituar o Mecanismo de Redução de Energia Assegurada de forma mais detalhada, segundo a regulamentação nacional vigente. Estes assuntos constituem os temas dos dois próximos capítulos.

3 ENGENHARIA DE MANUTENÇÃO

3.1 *Introdução*

O objetivo desta dissertação é propor melhorias no planejamento e organização da engenharia de manutenção no contexto do MRA. Sendo assim, é importante descrever a atividade de manutenção, em especial, a engenharia de manutenção.

Este capítulo aborda a importância da manutenção como função estratégica das organizações. A visão presente e de futuro é que a manutenção deixe de ser apenas eficiente para ser eficaz. Um fator importante é que o planejamento da manutenção passe a ser uma ferramenta relevante contribuindo diretamente para o bom desempenho operacional das organizações.

A importância da engenharia de manutenção tem crescido nos últimos anos devido à complexidade dos novos projetos, onde se verifica o aumento do número e diversidade dos equipamentos a serem mantidos, tornando-se uma atividade estratégica com visão no planejamento e buscando contribuir para a excelência empresarial.

Inicialmente, o texto apresenta a evolução da manutenção ao longo dos anos. Também são abordados os tipos de manutenção, com destaque para a manutenção preditiva e a busca pela manutenção tipo classe mundial.

3.2 *Evolução da Manutenção*

Nos últimos anos, a atividade de manutenção tem passado por diversas mudanças. Estas decorrem de diversos fatores, tais como:

1. projetos cada vez mais complexos;
2. novas técnicas de manutenção;

3. aumento significativo do número e diversidade dos itens físicos (instalações e equipamentos) que têm que ser mantidos;
4. novos enfoques sobre a organização da manutenção e suas responsabilidades.

A engenharia de manutenção tem reagido rapidamente a estas mudanças e passa pela conscientização crescente de quanto uma falha no equipamento afeta a segurança e o meio ambiente, o entendimento da relação entre manutenção e qualidade do produto e a busca pela maior disponibilidade do produto com redução de custos.

A manutenção passa a ser sinônimo de inovação, buscando mudanças significativas de procedimentos e ações que redundem em resultados para a organização. Os principais desafios são realizar mais com menos recursos, encontrar soluções criativas para problemas existentes e reduzir custos da própria manutenção. Tudo isto é sinônimo de “eficiência operacional”.

A evolução da manutenção pode ser dividida em 4 gerações. A primeira geração abrange o período antes da Segunda Guerra Mundial, quando a indústria era pouco mecanizada e os equipamentos superdimensionados. A manutenção era predominantemente corretiva.

A segunda geração vai desde a Segunda Guerra Mundial até os anos 60. Há um aumento na mecanização e uma maior complexidade das instalações industriais. A necessidade de maior disponibilidade com confiabilidade visando maior produtividade resultou no conceito de manutenção preditiva. O custo da manutenção começou a se elevar em relação aos operacionais. Este fato leva ao aparecimento de sistemas de planejamento e controle da manutenção que hoje fazem parte da manutenção moderna.

A terceira geração vem a partir da década de 70 onde há uma aceleração no processo de mudança nas indústrias com crescimento da automação e da mecanização e a tendência mundial quanto à adoção de padrões de exigências nas áreas de segurança e meio ambiente. O conceito de manutenção preditiva

é reforçado e torna-se mais evidente a interação entre as fases de projeto, fabricação, instalação e manutenção. Conforme enfatizado, destas fases, a de maior interesse para este trabalho é a de manutenção. Nesta fase, seu objetivo é garantir a função dos equipamentos e sistemas durante sua operação sem degeneração do desempenho. São detectadas as deficiências geradas no projeto. Não existindo a correta interação entre as fases, haverá sérias dificuldades de desempenho das atividades de manutenção.

Na quarta geração, as três maiores justificativas da existência da engenharia de manutenção dentro da estrutura organizacional passam a ser a garantia da disponibilidade, da confiabilidade e da manutenibilidade. A Manutenção Baseada na Confiabilidade (MBC) e a prática da análise de falhas são metodologias consolidadas que buscam a minimização das falhas e a melhoria da performance dos equipamentos. Cada vez mais, as práticas da manutenção preditiva e do monitoramento da condição do equipamento são utilizadas.

A tabela 3.1, retirada de [Kardec-09] resume a evolução da manutenção ao longo dos anos, desde a primeira até a quarta geração.

Percebe-se a importância da manutenção se tornar uma função estratégica com ênfase no planejamento. O novo papel da manutenção é o grande desafio dos novos tempos e, para as organizações, é fundamental visualizar o negócio de forma sistêmica com mudança de paradigmas e conceitos para se alcançar as grandes inovações.

Tabela 3.1 – Evolução da manutenção

EVOLUÇÃO DA MANUTENÇÃO								
	Primeira Geração		Segunda Geração		Terceira Geração		Quarta Geração	
Ano	1940	1950	1960	1970	1980	1990	2000	2010
Aumento das expectativas com relação à manutenção	<ul style="list-style-type: none"> • Conserto após a falha 		<ul style="list-style-type: none"> • Disponibilidade crescente • Maior vida útil do equipamento 		<ul style="list-style-type: none"> • Maior confiabilidade • Maior disponibilidade • Maior relação custo-benefício • Preservação do meio ambiente 		<ul style="list-style-type: none"> • Maior confiabilidade • Maior disponibilidade • Preservação do meio ambiente • Segurança • Influir nos resultados do negócio • Gerenciar os ativos 	
Visão quanto à falha do equipamento	<ul style="list-style-type: none"> • Todos os equipamentos se desgastam com a idade e, por isso, falham 		<ul style="list-style-type: none"> • Todos os equipamentos se comportam de acordo com a curva da banheira 		<ul style="list-style-type: none"> • Existência de 6 padrões de falhas (Nowlan & Heap e Moubrey) 		<ul style="list-style-type: none"> • Reduzir drasticamente falhas prematuras dos padrões A e F (Nowland & Heap e Moubrey) 	
Mudança nas técnicas de Manutenção	<ul style="list-style-type: none"> • Habilidades voltadas para o reparo 		<ul style="list-style-type: none"> • Planejamento manual da manutenção • Computadores grandes e lentos • Manutenção preventiva (por tempo) 		<ul style="list-style-type: none"> • Monitoramento da condição • Manutenção preditiva • Análise de risco • Computadores pequenos e rápidos • Softwares potentes • Grupos de trabalho multidisciplinares • Projetos voltados para a confiabilidade • Contratação por mão de obra e serviços 		<ul style="list-style-type: none"> • Aumento da manutenção preditiva e monitoramento da condição • Minimização das manutenções preventiva e corretiva não planejada • Análise de falhas • Técnicas de confiabilidade • Manutenibilidade • Engenharia de manutenção • Projetos voltados para a confiabilidade, manutenibilidade e custo do ciclo de vida. 	

3.3 Tipos de Manutenção

A figura 3.1, [Kardec-09], apresenta os principais tipos de manutenção:

1. Corretiva não planejada
2. Corretiva planejada
3. Preventiva
4. Preditiva
5. Detectiva
6. Engenharia de manutenção

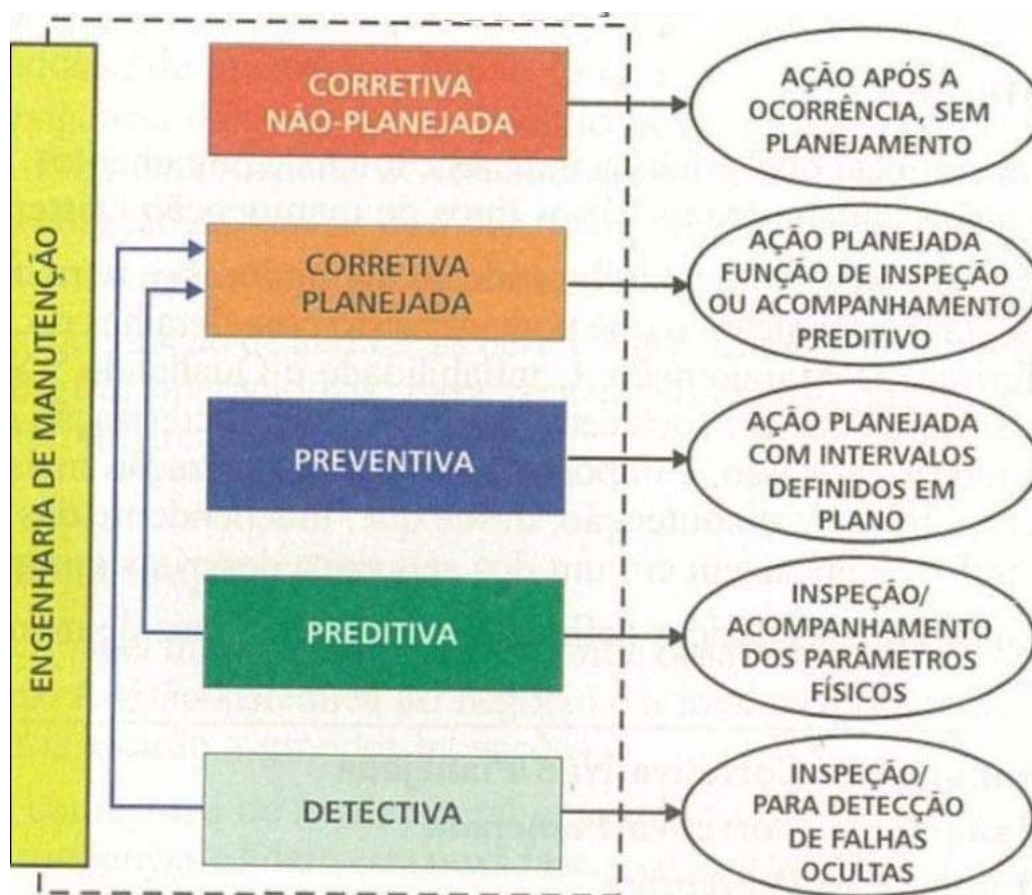


Figura 3.1 – Tipos de manutenção

As setas da figura 3.1, saindo do bloco da Preditiva e Detectiva em direção ao bloco da Corretiva Planejada, significam que as boas práticas de manutenção preditiva e detectiva podem levar a uma manutenção corretiva planejada, que permite uma menor indisponibilidade operacional do ativo.

3.3.1 Manutenção Corretiva: atua para corrigir uma falha ou um desempenho menor do que o esperado. Sendo assim, sua ação principal é corrigir ou restaurar as condições de funcionamento do equipamento ou sistema. Este tipo de manutenção pode ser dividido em duas classes:

- **Manutenção corretiva não planejada:** caracterizada pela correção da falha de forma aleatória. Não há tempo para a preparação do serviço. Implica altos custos com perda de produção e da qualidade e acarreta elevados custos indiretos de manutenção. Outro agravante é que quebras aleatórias podem ter consequências graves para os equipamentos envolvidos, podendo significar danos maiores do que o previsto.
- **Manutenção corretiva planejada:** caracterizada pela correção da falha, por decisão técnico-gerencial, atuando em função de monitoramento preditivo ou de operação até a quebra. O planejamento dos serviços a serem realizados tem que ser feito de forma antecipada, para se minimizar a indisponibilidade do equipamento ou sistema.

3.3.2 Manutenção Preventiva: atua de forma a reduzir ou evitar uma falha ou queda no desempenho, obedecendo a um plano baseado em intervalos definidos de tempo. Como o próprio nome sugere, este tipo de manutenção procura prevenir e evitar a ocorrência de falhas. Alguns fatores devem ser levados em consideração para a prática deste tipo de manutenção:

- quando não for possível a preditiva;
 - quando há riscos ao meio ambiente;
 - quando estão envolvidos aspectos referentes à segurança de pessoal e operacional;
 - por necessidade de se atuar em equipamentos críticos de difícil liberação operacional.
-

3.3.3 Manutenção Preditiva: caracterizada por atuação com base em modificação de parâmetro de condição ou desempenho, cujo acompanhamento obedece a uma sistemática. A preditiva é a primeira grande quebra de paradigma na manutenção. Seu objetivo é prevenir falhas nos equipamentos ou sistemas através do monitoramento de parâmetros chaves, obtendo-se assim, uma operação contínua do equipamento ou sistema pelo maior tempo possível. A preditiva dá ênfase à disponibilidade pois realiza as medições e verificações com o equipamento em operação. Somente quando a degradação se aproxima ou o limite estabelecido é atingido, toma-se a decisão pela intervenção. Como o próprio nome sugere, este tipo de manutenção prediz as condições dos equipamentos e, a partir da decisão de intervenção, aplica-se uma manutenção corretiva planejada.

As condições básicas para se adotar a manutenção preditiva são:

- o equipamento ou sistema deve permitir algum tipo de monitoramento;
- o equipamento ou sistema deve merecer este tipo de ação tendo em vista os custos envolvidos;
- estabelecimento de um programa sistemático de acompanhamento, análise e diagnóstico.

Quanto aos custos envolvidos, o primeiro aspecto é de que o acompanhamento periódico, por meio de instrumentos e análises, não apresenta custo elevado e a evolução da tecnologia na área de microeletrônica tende a reduzi-lo ainda mais. Já a instalação do monitoramento contínuo *on-line*, este apresenta custo inicial relativamente alto, porém com boa relação custo / benefício (de 1 para 5).

Outro aspecto importante é a necessidade de treinamento da equipe responsável pela análise e interpretação dos resultados das medições, de forma a se garantir qualidade na formulação dos diagnósticos.

3.3.4 Manutenção Detectiva: caracterizada pela atuação em sistemas de proteção buscando detectar falhas ocultas ou não perceptíveis ao pessoal de operação e manutenção. A identificação deste tipo de falha é fundamental para se garantir a confiabilidade.

É cada vez maior a utilização de sistemas digitais no controle e supervisão de processos nas plantas industriais. São os chamados SDCD (Sistemas Digitais de Controle Distribuído).

Os sistemas de *trip* ou *shut-down* garantem a segurança de um processo quando este sai de sua faixa segura de operação. Estes sistemas são independentes dos SDCD e são a última linha entre a integridade e a falha. Os seus componentes (incluindo o sistema de proteção) também apresentam falhas que podem acarretar dois problemas:

- Não atuação do sistema de *trip* não passa despercebida. Em algumas situações, no caso de alta vibração em máquinas rotativas, pode-se deixar de atuar tendo-se um acompanhamento paralelo e contínuo pela equipe de manutenção. Entretanto, há casos onde as consequências em não se parar a máquina podem ser desastrosas, como em altas temperaturas no mancal, quando a evolução pode ser muito alta.
- Atuação indevida do sistema de *trip* resulta na parada do equipamento com perda de produção. A dificuldade maior após a ocorrência passa pelo entendimento e interpretação dos eventos de parada quando a equipe de manutenção realiza diversas verificações visando a correta identificação das causas da falha. O correto é não liberar a máquina ou uma unidade para operação comercial sem que as causas do *trip* sejam identificadas, confirmadas e corrigidas.

Finalmente, fica evidente a importância do domínio da situação. Na manutenção detectiva, os especialistas fazem verificações no equipamento ou sistema sem retirá-lo de operação. A meta é detectar

falhas ocultas e, de preferência, corrigi-las mantendo-se o equipamento ou sistema em funcionamento.

3.3.5 Engenharia de Manutenção: Sua prática representa mudança cultural e significa alcançar *benchmarks*, aplicar técnicas modernas de monitoramento e nivelar a manutenção com a de primeiro mundo.

A figura 3.2, retirada de [Kardec-09], mostra a evolução na melhoria dos resultados à medida que se utilizam as melhores técnicas.

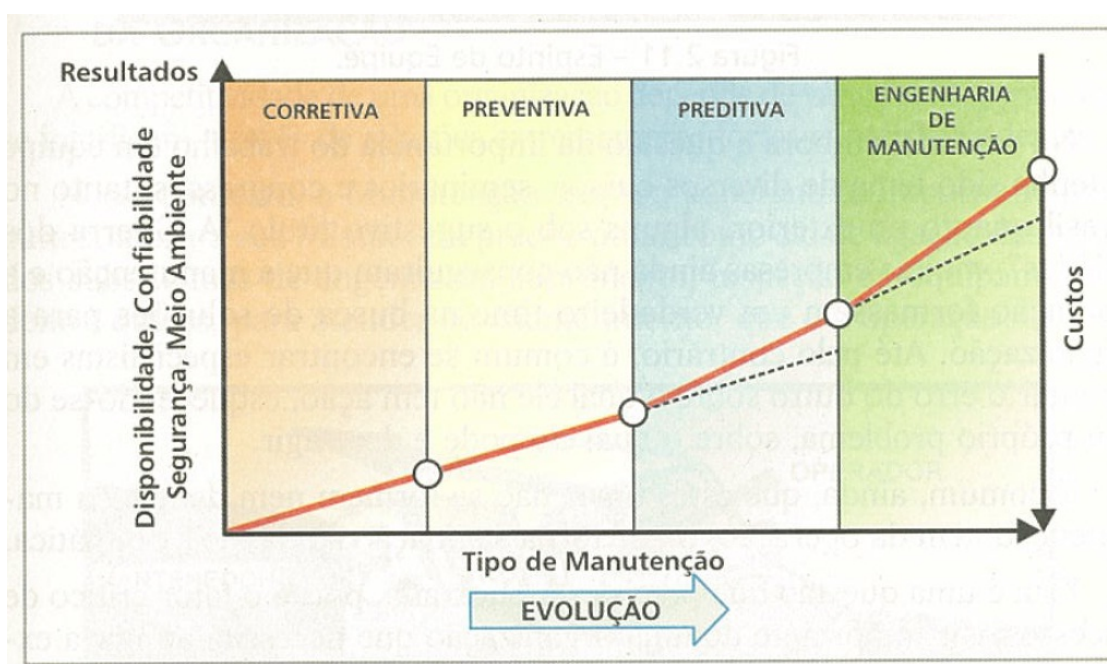


Figura 3.2 – Resultados x tipos de manutenção

3.4 Objetivos da Manutenção no Contexto Atual

Considerando o exposto nos itens anteriores, e tendo como meta alcançar a Manutenção de Classe Mundial, podem ser implementadas as melhores práticas. Dentre elas destacam-se:

- revisão das práticas de manutenção dando ênfase à manutenção preditiva, detectiva e de engenharia de manutenção;

- organização e trabalho com equipes multidisciplinares;
- utilização de sistemas informatizados de gerenciamento de manutenção;
- realização de programas de capacitação e reciclagem;
- trabalho integrado com outras áreas da empresa: suprimentos, operação e outras;
- implementação de manutenção produtiva total;
- utilização de técnicas modernas para análise de falhas buscando melhorias;
- adoção de manutenção baseada na confiabilidade;
- implementação de novas políticas de estoques de sobressalentes e peças reservas;
- elaboração de procedimentos e instruções de trabalhos de manutenção de forma a preservar a memória da empresa e garantir a realização dos serviços de forma padronizada;
- inclusão necessária na estrutura organizacional da manutenção de uma equipe de engenharia de manutenção para realização de trabalhos de análise de falhas, elaboração e análise crítica dos planos de manutenção, etc.

A figura 3.3, transcrita de [Kardec-09], destaca a evolução da manutenção tendo como objetivo a Classe Mundial.

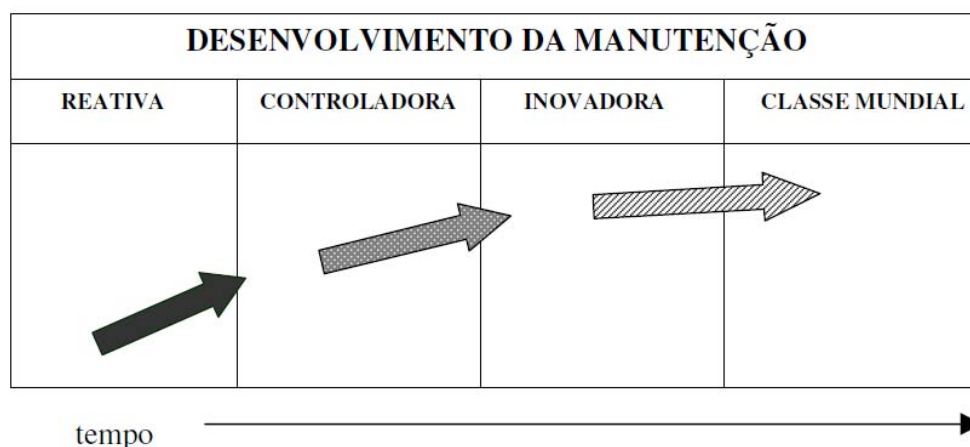


Figura 3.3 – Desenvolvimento da manutenção

A manutenção no primeiro estágio (REATIVA) significa a prática da Manutenção Corretiva não Planejada. Nessa situação os equipamentos comandam a manutenção e nesta fase não há inovação e nem melhorias.

É necessário controlar a manutenção para que possam ser introduzidas as melhorias. Assim é necessário, primeiro, CONTROLAR para depois INOVAR.

Após estas duas fases pode-se atingir a MANUTENÇÃO CLASSE MUNDIAL.

O segundo fundamento está vinculado à necessidade de buscar a superioridade diante de um cenário mundial de alta competitividade, onde os resultados das empresas devem ser cada vez melhores e um dos grandes objetivos é a melhoria contínua.

É necessário promover uma ruptura com os métodos e com a velocidade atual e buscar alcançar e ultrapassar o *benchmark* em um tempo menor.

A figura 3.4, [Kardec-09], ilustra o que foi informado anteriormente.

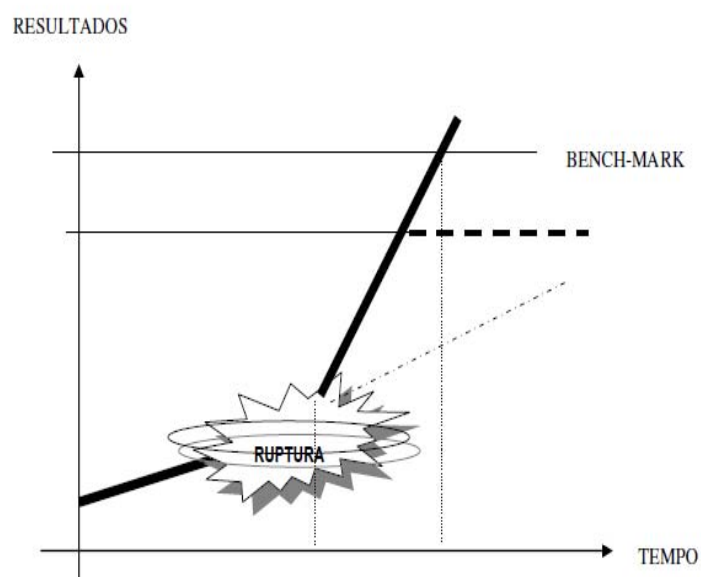


Figura 3.4 – Ruptura para alcance de *benchmark*

3.5 *Manutenção como Função Estratégica*

3.5.1 Gestão da Manutenção

Gestão significa conduzir ou dirigir. Hoje, o gestor precisa estar apto a perceber, refletir, decidir e tomar decisões em condições totalmente diferentes daquelas do passado.

Uma visão contemporânea da gestão da manutenção considera que essa função deve englobar todo o ciclo de vida dos equipamentos, desde a concepção do projeto até a sua operacionalização.

A gestão da manutenção deve ser vista como parte da estratégia do negócio. A qualidade e flexibilidade estão diretamente ligadas à confiabilidade e disponibilidade dos processos, enfatizando assim, a importância da função manutenção. A gestão estratégica da manutenção ocorre se for gerenciada em um processo de melhoria contínua.

3.5.2 Manutenção Estratégica

Conforme já citado, a visão hoje e de futuro da manutenção é deixar de ser apenas eficiente para se tornar eficaz, isto é, não basta reparar o equipamento e sim manter a função do equipamento disponível para a operação, evitar falha do equipamento e reduzir custos.

A manutenção deve acompanhar e monitorar os indicadores de Disponibilidade, Confiabilidade, Custos, Qualidade, Segurança e Moral para que a empresa consiga atender ao mercado de forma competitiva.

A partir do momento em que a manutenção passa a atuar no sentido de contribuir para o faturamento e lucro da empresa, segurança da instalação e pessoas e com ações de preservação ambiental, ela se torna uma função estratégica. Além disto, é preciso que todas as pessoas tenham conhecimento desses dados.

O Planejamento da manutenção passa a ser um fator relevante neste contexto, isto é, a manutenção deve se organizar de forma que as paradas para manutenção dos equipamentos sejam realizadas de forma planejada e otimizada.

O desempenho da manutenção como função estratégica dentro da organização afeta, diretamente, o desempenho da empresa. A partir do entendimento desta mudança de enfoque, fica claro que, para a empresa de performance mundial, é necessária Manutenção Classe Mundial.

A visão estratégica da manutenção é resumida na figura 3.5, retirada de [Kardec-09].

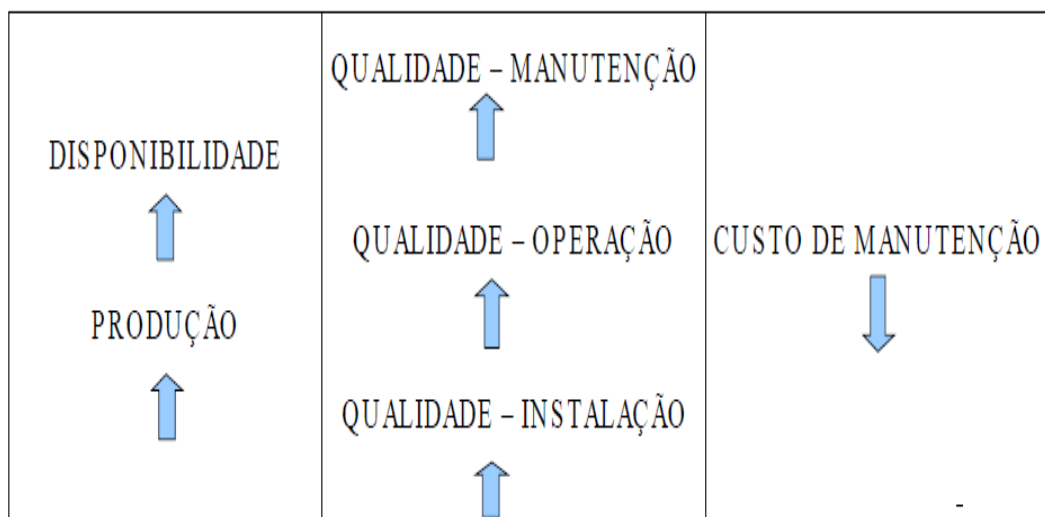


Figura 3.5 – Visão estratégica da manutenção

Esta figura procura mostrar que a manutenção visa o aumento da qualidade não apenas em sua função, mas também é focada na qualidade da operação e das instalações. Para alcançar a qualidade, a manutenção preocupa-se com a disponibilidade de seus equipamentos para garantir assim, um aumento de produção. Além disso, a estratégia da manutenção visa a redução do custo de manutenção a fim de garantir sua contribuição para o lucro da empresa.

3.6 Considerações Finais

Neste capítulo, procurou-se enfatizar que o pensar e o agir estrategicamente são de grande importância para que a manutenção se integre eficazmente no processo produtivo das organizações e contribua para a excelência empresarial. A manutenção deve ser proativa frente aos desafios das empresas num cenário de economia globalizada e um mercado competitivo. Neste cenário, a competitividade é a razão da sobrevivência das empresas e organizações e as principais características que devem ser trabalhadas são a competência, criatividade, flexibilidade, velocidade, cultura da mudança e trabalho em equipe.

É importante implementar a “cultura de mudanças” e conhecer profundamente o novo papel da manutenção no cenário atual. Esta nova visão sistêmica do negócio com mudança de paradigmas e conceitos levará a grandes inovações.

A aplicação do MRA exige da engenharia de manutenção as melhores práticas voltadas para a manutenção preventiva e preditiva. A descrição do processo de manutenção apresentada neste capítulo denota a complexidade desta atividade. Permite também perceber que os procedimentos tradicionais em muitos casos requerem atualização, mostrando a relevância do desenvolvimento desta dissertação.

Antes de apresentar as propostas de melhorias no planejamento e organização da engenharia de manutenção frente ao MRA, é importante detalhar tal mecanismo, sendo este o tema do próximo capítulo.

4 O MECANISMO DE REDUÇÃO DE ENERGIA ASSEGURADA – MRA

4.1 *Introdução*

O Mecanismo de Redução de Energia Assegurada é tratado de forma detalhada neste capítulo, onde são apresentados conceitos importantes e formulações básicas para o seu entendimento.

A análise dos critérios da cobrança do MRA, a avaliação dos impactos para as geradoras e a proposição de procedimentos para otimizar os processos de planejamento, operação e manutenção são muito importantes no novo cenário que se apresenta com a aplicação deste mecanismo. Além desses temas, este capítulo apresenta o sistema que apura as indisponibilidades das FG e um exemplo real de aplicação do MRA.

Conforme já introduzido no capítulo 1, com a entrada em vigor da resolução [ANEEL-03] em dezembro de 2003, é regulamentado o MRA por indisponibilidade das usinas participantes do MRE. O MRA visa incentivar a qualidade do serviço de geração de energia elétrica e tem como objetivo avaliar se as usinas participantes do MRE cumpriram ou não os requisitos de disponibilidade estabelecidos. Esta avaliação é feita por meio de uma comparação entre os parâmetros verificados de interrupções programadas e forçadas em relação aos parâmetros de referência estabelecidos pela ANEEL para uma usina.

Caso os parâmetros verificados sejam inferiores aos de referência, haverá uma redução de energia assegurada, correspondente ao percentual de diferença entre o verificado e a referência. Vale ressaltar que a energia assegurada será reduzida somente para utilização no MRE, não impactando na apuração da garantia física da usina.

Além da aplicação do MRA para as usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS, desde o ano de 2007, foi regulamentada sua aplicação também para as usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente. Entretanto, em função da importância das GCH para o SIN, o contexto deste trabalho é direcionado para estudo do MRA aplicável às grandes usinas.

Antes de detalhar a forma de cálculo do MRA aplicável às GCH, é importante o entendimento de conceitos e definições básicas que dão suporte às propostas desta dissertação.

4.2 Conceitos e Definições Relevantes

Os conceitos a seguir são importantes para entendimento do tema MRA. São conceitos fáceis de serem interpretados e que facilitarão a compreensão de como é calculado o MRA aplicado às indisponibilidades de unidades geradoras.

4.2.1 Energia Assegurada

A Energia Assegurada do Sistema corresponde à máxima carga que pode ser suprida a um risco pré-fixado (5%) de não atendimento da mesma, obtida por meio de simulações da operação, utilizando séries sintéticas de energia afluyente ou conforme outra metodologia aprovada pela ANEEL.

A Energia Assegurada de uma usina corresponde à fração a ela alocada da Energia Assegurada do Sistema. A determinação da Energia Assegurada independe da sua geração real e está associada com as condições no longo prazo que cada usina pode fornecer ao sistema, assumindo um critério específico de risco do não atendimento do mercado (*déficit*), considerando a variabilidade hidrológica à qual uma usina está submetida. Esta energia corresponde em torno de 60% da capacidade instalada, podendo chegar a até 90% em alguns casos.

A Energia Assegurada relativa a cada usina participante do MRE é atribuída pela ANEEL nos Contratos de Concessão e constitui também a quantidade de energia que o gerador pode comercializar (volumes médios anuais) em contratos de longo prazo. Estes níveis anuais são sazonalizados em partes mensais e são então modulados para cada período de apuração.

4.2.2 Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

É um mecanismo financeiro de compartilhamento do risco hidrológico que está associado à otimização do sistema hidrotérmico realizada através de um despacho centralizado, realizado pelo ONS.

Este mecanismo funciona da seguinte forma. Em primeiro lugar, toda a geração das usinas participantes de todo o país é comparada com as energias asseguradas do sistema elétrico.

Toda a geração que excede à assegurada é "transferida", para efeito apenas de contabilização, às usinas que tiveram o seu despacho definido pelo ONS como sendo abaixo do seu nível assegurado.

Desta forma, o MRE procura garantir a energia assegurada de cada usina participante, para efeito de contratação bilateral. A ANEEL estabelece que nenhuma empresa geradora pode vender mais energia que o nível assegurado. Esta regra, de certa forma, protege os agentes geradores contra exposições ao preço CCEE, caso não exista energia suficiente no sistema para atender a todas as asseguradas.

É importante salientar que, caso o total de geração das usinas participantes do mecanismo não seja suficiente para atender ao repasse de energia até o nível de assegurada de todas as usinas, o sistema realiza um reajuste proporcional nas energias asseguradas de todas as usinas participantes do mecanismo. Pode-se dizer então que o MRE NÃO garante que as usinas participantes sempre poderão dispor da energia assegurada para efeito de contratação bilateral.

Do ponto de vista de cada usina, aquelas unidades que geraram acima de suas asseguradas, no processo de contabilização da CCEE, estarão "vendendo" esta diferença para o sistema ao custo mínimo estabelecido para a água. Analogamente, a usina que "recebe" esta energia estará pagando ao sistema estes mesmos custos. Estes valores são apresentados na fatura emitida pela CCEE para liquidação ao final de cada período contabilizado.

Outro conceito é a Energia Secundária que é toda a energia que sobra, acima da assegurada do sistema, após o processo de realocação de energia. Esta energia secundária será repartida, proporcionalmente às asseguradas, ao preço do custo mínimo da água para as usinas participantes do MRE.

4.2.3 Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

O PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação (CMO), limitado por um preço máximo e um mínimo vigente para cada período de apuração e para cada submercado, pelo qual é valorada a energia comercializada no mercado de curto prazo. A responsabilidade pela definição do PLD é da CCEE e baseia-se no CMO.

Os submercados são subdivisões do SIN cujas fronteiras são definidas em função da presença de restrições relevantes de transmissão ao fluxo de energia elétrica no sistema. São quatro os submercados: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste. Considerados independentes, podem ser redefinidos pela ANEEL. Para cada um deles, são determinados preços e contabilização, o que expõe os agentes ao risco da diferença de preços entre os submercados. O PLD é limitado por valores mínimo e máximo de acordo com legislação da ANEEL, com validade entre a primeira e a última semana operativa de preços do ano. Em 2010, o preço máximo é de 622,21 (R\$/MW) e o preço mínimo é de 12,80 (R\$/MW).

4.2.4 Custo Marginal de Operação (CMO)

É a variação do custo operativo necessário para atender a um MWh adicional de demanda, utilizando os recursos existentes.

Com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de *déficit*, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de geração e transmissão, o modelo de precificação obtém o despacho de geração ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado. Como resultados, são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO) para o período estudado, para cada patamar de carga e para cada submercado.

4.2.5 Tarifa de Energia de Otimização (TEO)

A ANEEL estabelece anualmente o valor da Tarifa de Energia de Otimização (TEO) para pagamento das transferências de energia entre as usinas participantes do MRE, no âmbito da CCEE.

A TEO é destinada à cobertura dos custos incrementais incorridos na operação e manutenção das usinas hidrelétricas participantes do MRE, inclusive ao pagamento da compensação pelo uso dos recursos hídricos.

A resolução homologatória [ANEEL-09], em seu artigo 1º, estabelece o valor da TEO em R\$ 8,51/MWh (oito reais e cinquenta e um centavos por megawatt-hora), com vigência a partir de 1º de janeiro de 2010.

4.3 O Sistema SAMUG

O sistema SAMUG, *Sistema de Apuração de Mudanças de Estados Operativos de Unidades Geradoras, Usinas e Interligações Internacionais*, faz parte do manual de procedimentos da operação do ONS – módulo 10 – submódulo 10.15 [ONS-08], e tem como demandas:

- apuração de dados e informações sobre a operação;
 - estatística de desempenho do sistema;
-

- acompanhamento da operação do sistema;
- acompanhamento da manutenção;
- atendimento ao acordo operativo ONS/CCEE e resoluções ANEEL.

Esta rotina apura:

- os eventos de mudanças de estado operativo, condição operativa e disponibilidade de unidades geradoras e usinas que operam sob despacho centralizado do ONS;
- os eventos de mudanças de estado operativo, condição operativa e disponibilidade de unidades geradoras e usinas que estiverem em comissionamento;
- dados relativos ao início de operação em teste e operação comercial de unidades geradoras.

A apuração de eventos é feita com a utilização do SAMUG. A figura 4.1 apresenta uma cópia da tela do sistema [ONS-10].

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	
1	ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico										
2	Planilha para cadastramento de eventos de mudanças de estado operativo e restrições em unidades geradoras e usinas										
3											
4											
5											
6	Cód. Unid. Gerado	Estado C	Data Inicio Prc	Inicio Prc	Data Inicio Vi	Inicio Vi	Cond. O	Origem	Disponibilidac	Valid. Agr	
7	MGCAMA0UG1	LIG			1/5/2005	00:00	NOR			23 AGE	
8	MGCAMA0UG2	LIG			1/5/2005	00:00	RFO	GRE		21 AGE	
9	MGCAMA0UG2	dco			21/5/2005	00:09	RFO	GRE		21 AGE	
10	MGCAMA0UG2	lig			21/5/2005	12:39	RFO	GRE		21 AGE	
11	MGCAMA0UG2	dco			22/5/2005	00:09	RFO	GRE		21 AGE	
12	MGCAMA0UG2	lig			22/5/2005	12:15	RFO	GRE		21 AGE	
13	MGCAMA0UG2	dco			23/5/2005	00:01	RFO	GRE		21 AGE	
14	MGCAMA0UG2	lig			23/5/2005	16:09	RFO	GRE		21 AGE	
15	MGCAMA0UG2	dco			23/5/2005	23:29	RFO	GRE		21 AGE	
16	MGCAMA0UG2	lig			24/5/2005	06:44	RFO	GRE		21 AGE	
17	MGCAMA0UG2	dco			31/5/2005	00:07	RFO	GRE		21 AGE	
18	MGCAMA0UG2	lig			31/5/2005	16:10	RFO	GRE		21 AGE	
19	MGCAMA0UG2	dco			2/6/2005	09:55	RFO	GRE		21 AGE	
20	MGCAMA0UG2	lig			2/6/2005	16:28	RFO	GRE		21 AGE	
21	MGCAMA0UG2	dco			3/6/2005	07:31	RFO	GRE		21 ana	
22	MGCAMA0UG2	lig			3/6/2005	15:09	RFO	GRE		21 ana	
23	MGEMBO0UG1	LIG			1/5/2005	00:00	nor			298 AGE	
24	MGEMBO0UG2	DCO			1/5/2005	00:00	nor			298 AGE	
25	MGEMBO0UG2	LIG			2/5/2005	08:15	nor			298 AGE	
26	MGEMBO0UG2	DCO			3/5/2005	00:10	nor			298 AGE	
27	MGEMBO0UG2	LIG			3/5/2005	16:53	nor			298 AGE	
28	MGEMBO0UG2	DCO			3/5/2005	22:40	nor			298 AGE	
29	MGEMBO0UG2	LIG			4/5/2005	08:00	nor			298 AGE	
30	MGEMBO0UG2	DCO			4/5/2005	23:33	nor			298 AGE	
31	MGEMBO0UG2	LIG			5/5/2005	08:21	nor			298 AGE	
32	MGEMBO0UG2	DCO			5/5/2005	23:32	nor			298 AGE	

Figura 4.1 – Exemplo de tela do sistema SAMUG

A consistência dos dados armazenados na base de dados técnica possui um indicador de qualidade que identifica o nível de consistência destes dados, conforme a seguir:

- dado em análise: obtido em tempo real e ainda não passou pelo processo de consistência;
- dado consistido em 1º nível: dado que passou pela primeira fase de consistência no ONS;
- dado consistido em 2º nível: dado que passou pela consistência com o agente;
- dado consistido em 3º nível: dado que passou por todo o processo de consistência no ONS constituindo a posição final.

Os eventos de mudanças de estados operativos são registrados considerando as informações de ‘equipamento/instalação’, ‘data/hora do evento’, ‘estado operativo’, ‘condição operativa’, ‘origem’, ‘disponibilidade’ e ‘comentário’. Todo evento de mudança de estado operativo que caracteriza uma indisponibilidade total ou parcial de uma unidade geradora deverá ter o campo de comentário obrigatoriamente preenchido.

Na tabela 4.1, transcrita de [ONS-08], são relacionados os códigos para classificação de eventos.

Detalhes sobre as classificações de “estado operativo” e “condição operativa”, transcritas de [ONS-08], estão indicadas em tabelas específicas no apêndice apresentado no final deste texto.

Tabela 4.1 - Códigos para classificação de eventos

ORIGEM	ESTADO OPERATIVO
<p style="text-align: center;">Unidades Geradoras e Usinas</p> <p>GUM - unidade mecânica GGE - gerador GTR - transformador elevador de tensão GOT - serviços auxiliares GAC - ativos de conexão GAG - necessidade do agente GCB - combustível (comprometendo o despacho sistêmico) GCI - combustível (não comprometendo o despacho sistêmico) GIS - instalação de sistemas ONS, CCEE ou ANEEL GIC - inspeções contratuais até 15.000 horas de operação comercial, limitadas a um período cumulativo de 960 hs GIM - implantação de melhorias que tragam ganhos operativos para o SIN GVO - vício oculto para períodos atípicos do início da operação comercial GMP - combate ao mexilhão dourado e/ou plantas aquáticas (caráter preventivo) GMT - limpeza para remoção do mexilhão dourado e/ou plantas aquáticas (sem eliminação do problema) GHN - hidráulica - navegação GHT - hidráulica – turismo GHI - hidráulica - irrigação GHC - hidráulica – cheia GRE - hidráulica - energética GRB - elétrica - Rede Básica GOU - elétrica - outros sistemas de transmissão GOO - outras origens externas GHM - meio ambiente</p>	<p>LCS - ligado CS para controle de tensão LCC - ligado CS por conveniência agente LCI - ligado CS para inércia mínima LIG - ligado gerador RDP - deslig. reserva de prontidão DEM - deslig. emergência DUR - deslig. em urgência DAU - deslig. automático DCO - deslig. conv.operativa DPR - deslig. programado – manutenção DAP - deslig. programado – manutenção em aproveitamento DPA - deslig. programado – ampliações/melhorias DCA - deslig. – necessidade do agente DES - desativação EOC - entrada em operação comercial</p> <p>Para Interligações Internacionais devem ser desconsiderados os estados operativos LCS, LCC, LCI e RDP.</p>
<p style="text-align: center;">Interligações Internacionais</p> <p>INT - interna à interligação EXT - externa à interligação</p>	<p style="text-align: center;">CONDIÇÃO OPERATIVA</p> <p>NOR - em operação normal RPR - restrição programada RFO - restrição forçada NOT - em comprovação de disponibilidade TST - aguardando comprovação de disponibilidade</p>

Com relação às origens das indisponibilidades, diferentes situações podem ser identificadas:

A. As origens para as indisponibilidades de responsabilidade do empreendimento de geração e que são consideradas para efeito do cálculo da taxa equivalente de indisponibilidade forçada apurada e taxa equivalente de indisponibilidade programada, respectivamente, TEIFa e TEIP, são identificadas na tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Origem das indisponibilidades - A

Código	Descrição
GUM	<p>Turbina e equipamentos associados à produção de potência mecânica da unidade geradora.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ para unidades geradoras hidrelétricas, inclui sistema de tomada d'água (comporta, conduto forçado, grade de tomada de água, etc.), motores, mancais, bombas, trocadores de calor da turbina, sistemas de proteção e controle (velocidade, vibração, ruído, etc.), e demais componentes associados ao processo de produção de energia mecânica. ▪ para unidades geradoras termelétricas, inclui caldeira, condensador, motores, bombas, trocadores de calor, sistemas de condicionamento de ar, sistemas de proteção e controle (velocidade, emissão de gases e partículas poluentes, vibração, ruído, etc.), sistema de tratamento e alimentação de água ou de combustível, substituição de elementos combustíveis de usinas nucleares, tubulações, válvulas; precipitadores; moinhos; esteiras; reator para termonucleares e demais componentes associados ao processo de produção de energia mecânica.
GGE	Gerador e equipamentos associados à produção de potência elétrica (inclui proteção, reguladores de tensão, mancais, trocadores de calor do gerador, conversores de frequência, retificadores, inversores, sistema de excitação, etc.).
GTR	Transformador elevador de tensão e equipamentos associados (inclui proteção, ventiladores, conexões, etc.).
GOT	Equipamentos ou sistemas eletromecânicos associados aos serviços auxiliares, sistemas de supervisão e controle e outros não associados diretamente à unidade de produção de potência mecânica, ao gerador, ao transformador elevador de tensão e ao ativo de conexão.
GAC	Restrição elétrica imposta por ativos de conexão de uso exclusivo do Empreendimento de Geração.
GAG	Origens não caracterizadas por equipamentos ou sistemas eletromecânicos, mas de responsabilidade do Empreendimento de Geração, tais como: indisponibilidades ou restrições para evitar morte de peixes; controle durante período de piracema; controle de erosão em canal de fuga e margens à jusante; desligamentos ou restrições visando possibilitar intervenção em outras unidades geradoras, desligamentos voluntários após a realização de testes durante o período de comissionamento, desligamentos para testes ou treinamento de interesse do agente durante o período de operação comercial, etc.
GCB	<p>Restrições em unidades geradoras termelétricas associadas ao fornecimento do combustível, tais como alterações em sua qualidade e volume. Essa classificação deve ser utilizada nas seguintes situações:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ quando a usina estiver despachada por ordem de mérito de custo, não tiver disponibilidade de combustível para atender ao despacho programado e não possuir crédito de energia na conta de geração termelétrica fora da ordem de mérito de custo nem na conta de energia referente ao Acordo de Recomposição de Lastro Físico das usinas termelétricas do submercado Nordeste suficiente para cobrir o correspondente <i>déficit</i>. ▪ quando a usina estiver despachada por restrição elétrica de transmissão e não tiver disponibilidade de combustível para atender ao despacho programado.

B. As origens para as indisponibilidades de responsabilidade do empreendimento de geração e que são desconsideradas para efeito do cálculo das taxas TEIFa e TEIP são identificadas na tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Origem das indisponibilidades - B

Código	Descrição
GCI	<p>Restrições em unidades geradoras termelétricas associadas ao fornecimento do combustível, tais como alterações em sua qualidade e volume. Essa classificação deve ser utilizada nas seguintes situações:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ quando a usina não estiver despachada pelo ONS. ▪ quando a usina estiver despachada por inflexibilidade ou para exportação de energia. ▪ quando a usina estiver despachada por ordem de mérito de custo e possuir crédito de energia na conta de geração termelétrica fora da ordem de mérito de custo ou na conta de energia referente ao Acordo de Recomposição de Lastro Físico das usinas termelétricas do submercado Nordeste suficiente para cobrir o correspondente <i>déficit</i>.
GIS	Instalação de sistemas por determinação do ONS, CCEE ou ANEEL, tais como implantação do Sistema de Medição para Faturamento – SMF, Sistemas Especiais de Proteção – SEP.
GIC	Indisponibilidades associadas ao Início de Operação Comercial de unidade geradora, seja ela nova ou tenha sido objeto de modificações que alteraram as suas características (situação prevista na Resolução ANEEL nº 433/2003) ou decorrentes de paradas para inspeções contratuais até 15.000 horas de operação comercial limitadas a um período cumulativo de 960 horas por unidade geradora (o período de indisponibilidade que exceder esse limite deverá ser classificado pela origem GUM).
GIM	Indisponibilidades associadas à modernização ou reforma que traga ganhos operativos ao sistema elétrico, autorizadas pela ANEEL para serem desconsideradas do cálculo das taxas TEIFa e TEIP conforme estabelecido nas Resoluções ANEEL nº 688/2003, nº 160/2005 e nº 169/2005. Essa classificação só será utilizada após análise do pleito pelo ONS e consequente aprovação da desconsideração dessas indisponibilidades para efeito de cálculo das taxas TEIFa e TEIP.
GVO	Indisponibilidades atípicas associadas ao Início de Operação Comercial de unidade geradora, seja ela nova ou tenha sido objeto de modificações que alterem suas características (situação prevista na Resolução ANEEL nº 433/2003) ou decorrentes de vícios ocultos que se apresentem até 15.000 horas de operação comercial. Essa classificação só será utilizada após análise do pleito pelo ONS e consequente aprovação da desconsideração dessas indisponibilidades para efeito de cálculo das taxas TEIFa e TEIP.
GMP	<p>Indisponibilidades associadas a medidas de caráter preventivo de combate à proliferação do mexilhão dourado e/ou plantas aquáticas, tais como: sistema de injeção de ativos no sistema de resfriamento, pintura de grades da tomada d'água ou outros equipamentos com tinta antiincrustante (no caso do mexilhão dourado) ou qualquer novo método a ser proposto para eliminação do problema.</p> <p>Cabe destacar que essa classificação só será utilizada caso o agente afetado tenha enviado previamente ao ONS um relatório descritivo do serviço a ser executado, com o respectivo cronograma por unidade geradora e que o ONS tenha aprovado a desconsideração dessas indisponibilidades para efeito de cálculo das taxas TEIFa e TEIP. Esse critério foi estabelecido no ofício ANEEL nº 125/2007 e só é válido para serviços realizados a partir de 08/05/2007.</p> <p>As paradas necessárias para execução dos serviços supracitados deverão ser preferencialmente efetuadas concomitantemente com as paradas rotineiras de manutenção.</p>
GMT	Indisponibilidades associadas às intervenções de limpeza em estruturas para remoção do mexilhão dourado e/ou plantas aquáticas, sem associação com medidas de caráter preventivo de combate ao problema. Essa classificação está limitada a um período de 72 horas/unidade geradora/ano. O período de indisponibilidade que exceder esse limite deverá ser classificado pela origem GUM. Esse critério foi estabelecido no ofício nº 125/2007-SRG/ANEEL e só é válido para serviços realizados a partir de 08/05/2007.

No caso de indisponibilidade associada à modernização ou reforma (GIM), ou daquelas decorrentes de vícios ocultos que se apresentaram até 15.000 horas de operação comercial (GVO), em que o agente julgar passível de ser desconsiderada para efeito de cálculo das taxas TEIFa e TEIP, deverá ser formalizada justificativa ao centro de operação do ONS de relacionamento, com todas informações pertinentes para a devida análise do pleito, podendo haver também tratativas do ONS com a ANEEL.

C. As origens para as indisponibilidades que não são de responsabilidade do empreendimento de geração, sendo desconsideradas para efeito do cálculo das taxas TEIFa e TEIP são identificadas na tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Origem das indisponibilidades - C

Código	Descrição
GHN	Restrição devido à navegação que não caracterize responsabilidade do agente.
GHT	Restrição devido ao turismo que não caracterize responsabilidade do agente.
GHI	Restrição devido à irrigação ou outras captações que não caracterize responsabilidade do agente.
GHC	Restrição devido ao controle de cheia e a inundações que não caracterize responsabilidade do agente.
GRE	Restrição de potência por redução de queda útil (para eventos registrados por usina, deverá ser considerada a Disponibilidade Operacional da usina caso todas as unidades geradoras estiverem disponíveis).
GRB	Restrição elétrica imposta pela Rede Básica.
GOU	Restrição elétrica imposta por outros sistemas de transmissão ou pelo sistema de distribuição.
GOO	Restrição por outras origens que não caracterize responsabilidade do Empreendimento de Geração.
GHM	Restrição devido ao meio ambiente, que não caracterize responsabilidade do agente, tais como: vazamento de material tóxico ou poluente por parte de terceiros que limite a geração da usina de forma a evitar agravamento da situação e redução de geração para captura ou salvamento de animais.

D. As origens dos eventos que causam desligamentos também podem ser classificadas conforme indicado na tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Origem das indisponibilidades - D

Código	Descrição
INT	Interna às instalações da interligação internacional, considerando como tal as instalações no exterior até a conexão ao SIN.
EXT	Externa às instalações da interligação internacional, considerando aquelas com origem no SIN.

A planilha utilizada para registro de mudanças de estados operativos de conjuntos geradores, usinas e interligações internacionais, em operação comercial ou em comissionamento, é apresentada na figura 4.2, transcrita de [ONS-08].

Código Conjunto Gerador/Usina/ Interligação Internacional ou entre Submercados	Estado Operativo	Data Início Prog.	Hora Início Prog.	Data Início Verif.	Hora Início Verif.	Condição Operativa	Origem	Disponibilidade	Comentários
OBS: início de dados na linha 7									
OBS: * para final de arquivo, mesmo que não existam dados									

Figura 4.2 – Planilha de registro de mudanças de estados operativos

Um fluxograma típico para classificação das mudanças de estados operativos de unidades geradoras é apresentado na figura 4.3 e é parte integrante do anexo 1 da rotina operacional [ONS-08]. Tal fluxograma facilita a rotina da operação na classificação de condição operativa e origens dos eventos viabilizando o entendimento operacional para registros dos dados no sistema SAMUG.

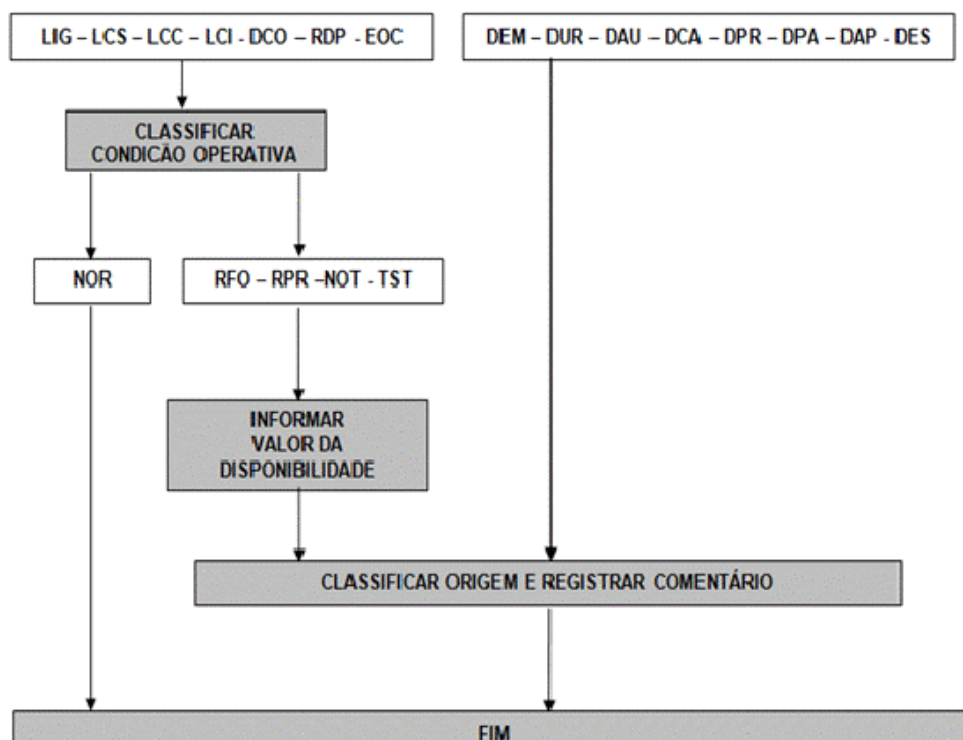


Figura 4.3 - Fluxograma típico para classificação das mudanças de estados operativos de unidades geradoras

Após a consistência final dos eventos, o ONS disponibiliza aos agentes proprietários das usinas, em seu *site* oficial, todos os dados e informações disponibilizados à CCEE referentes aos seus empreendimentos, a partir do aplicativo HDOM – Histórico de dados disponibilizados pelo ONS à CCEE. Uma tela do sistema HDOM é exibida na figura 4.4 [ONS-10].



Histórico de Dados Disponibilizados pelo ONS ao CCEE —

The screenshot shows the HDOM system interface. At the top, there is a header with the ONS logo and the text 'Operador Nacional do Sistema Elétrico'. Below this, there is a navigation bar with 'Consultas' and 'Sair'. The main content area has a green header with 'HDOM' and the title 'Histórico de Dados Disponibilizados pelo ONS ao CCEE'. Below the title, there are three dropdown menus: 'Mês-Ano' (set to '09-2005'), 'Lista por' (set to 'Tipo de relatório'), and 'Tipo de relatório' (set to 'IndMes'). There is an 'OK' button to the right of these menus. Below the filters is a table with the following data:

Agente	Emissão	Revisão	Complemento
BARRA MANSÁ	14-10-2005	0	BARRA MANSÁ
CEMIG	14-10-2005	0	CEMIG
FUNIL GRANDE	14-10-2005	0	FUNIL GRANDE
PORTO ESTRELA	14-10-2005	0	PORTO ESTRELA

Figura 4.4 – Tela do sistema HDOM

4.4 Função Geração

Complementando as informações citadas no item anterior, são identificados, a seguir, conceitos relacionados à Função Geração, unidade geradora e transformador elevador:

- Função Geração: engloba a função conjunto gerador e os ativos de conexão desta função ao sistema de transmissão.
- Função Conjunto Gerador: é a soma da função unidade geradora e da função transmissão (transformador elevador da unidade geradora) que vai até a bucha de alta tensão do transformador.
- Função Unidade Geradora: é a função que se compõe da máquina motriz e do gerador elétrico com seus equipamentos complementares, bem como da conexão do gerador até a bucha de baixa tensão do transformador elevador da unidade geradora.

-
- Ativo de Conexão: conjunto de equipamentos destinados exclusivamente à conexão da usina ao SIN (disjuntores, chaves seccionadoras, outros).
 - Unidade geradora termelétrica: conjunto de equipamentos destinados à produção de energia elétrica de origem térmica, incluindo o gerador, caldeira, turbina, condensador, motores, bombas, trocadores de calor, serviços auxiliares, sistemas de supervisão, proteção e controle e demais componentes associados ao processo de produção de energia elétrica.
 - Unidade geradora hidrelétrica: conjunto de equipamentos destinados à produção de energia elétrica de origem hidráulica, incluindo o gerador, turbina, tomada d'água, motores, bombas, trocadores de calor, serviços auxiliares, sistemas de supervisão, proteção e controle e demais componentes associados ao processo de produção de energia elétrica.
 - Transformador Elevador: equipamento elétrico e estático que, por indução eletromagnética, transforma tensão e/ou corrente alternada entre dois ou mais enrolamentos, sem mudança de frequência.
 - Usina: conjunto de equipamentos que compõe as unidades geradoras e correspondentes transformadores elevadores de tensão de um empreendimento de geração.

A figura 4.5, transcrita de [ONS-07], ilustra os conceitos apresentados.

Conceito de Conjunto Gerador e Ativos de Conexão

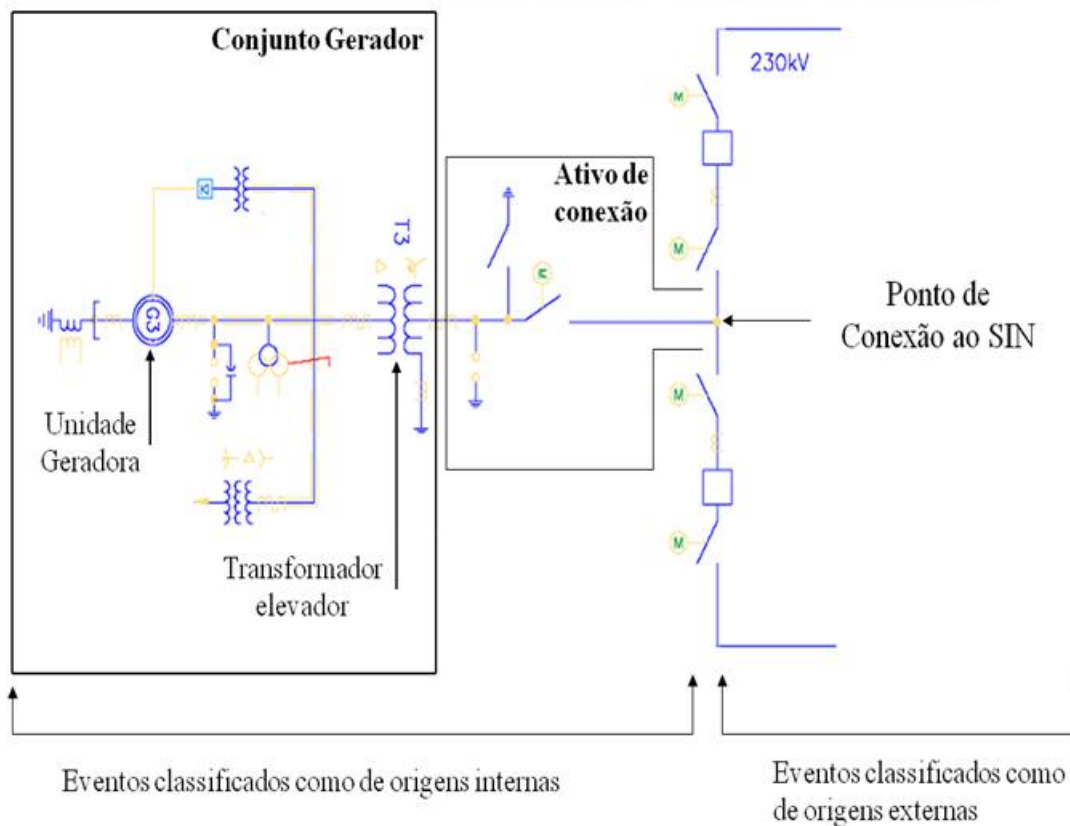


Figura 4.5 – Conceito de conjunto gerador e ativos de conexão

4.5 MRA - Equacionamento

O equacionamento aqui colocado relativo ao MRA é baseado na resolução normativa [ANEEL-03] que aprova as regras de mercado que incorporam incentivos à eficiência de usinas participantes do MRE. Em seu artigo 3º, trata do MRA e informa que, caso o índice de disponibilidade verificado de uma usina seja inferior ao valor de referência considerado no cálculo da energia assegurada, a usina estará sujeita à aplicação do MRA. O índice de disponibilidade verificada das usinas deverá ser apurado pelo ONS, conforme equacionamento a seguir.

1- Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada (TEIFa):

$$TEIFa = \frac{HDF + HEDF}{HS + HDF + HRD + HDCE} \quad (4.1)$$

Nesta expressão, tem-se:

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;

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

Para cada uma destas variáveis são utilizadas informações armazenadas pelo aplicativo SAMUG no histórico de dados consistido da base de dados técnica do ONS.

No denominador da equação 4.1, as variáveis HS, HRD e HDCE dependem exclusivamente do despacho do ONS. A manutenção não tem como atuar.

No numerador da equação 4.1 é onde a manutenção deve atuar para ser o menor possível, o que significa evitar desligamentos forçados e operação de unidades geradoras (UG) com potência limitada (associada a uma condição forçada), isto é, garantir a maior disponibilidade das UG. Aqui entra em ação um monitoramento preditivo eficiente, um planejamento adequado visando a elaboração e priorização de projetos de reformas e modernização das instalações (investimento), dentre outras ações.

2- Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada (TEIP):

$$TEIP = \frac{HDP + HEDP}{HP} \quad (4.2)$$

Nesta expressão, tem-se:

HDP : Horas de Desligamento Programado;

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

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

Para cada uma destas variáveis são utilizadas informações armazenadas pelo aplicativo SAMUG no histórico de dados consistido da base de dados técnica do ONS.

No denominador da equação 4.2, a variável HP é uma constante pois representa o número de horas do período de apuração considerado no mês.

O numerador da equação 4.2 é onde a manutenção deve atuar para ser o menor possível, o que significa evitar desligamentos programados ou, quando isto não for possível, que estes desligamentos sejam planejados, otimizados e os serviços realizados no menor tempo possível, isto é, garantir o retorno rápido das unidades geradoras ao SIN quando em manutenção programada. Aqui entra, também, um planejamento eficiente da engenharia na definição das paradas de máquinas de forma otimizada e objetiva.

Para a determinação das taxas TEIFa e TEIP para todas as usinas que operam sob despacho centralizado do ONS, são utilizadas as informações armazenadas pelo aplicativo SAMUG no histórico de dados consistidos da base de dados técnica do ONS. O processo de apuração das taxas consiste em determinar os parâmetros utilizados nas equações a partir da mudança de estados operativos e condição operativa dos conjuntos geradores. Para cada parâmetro utilizado nas equações existe um algoritmo que realiza o cálculo das horas por unidade geradora. Estes algoritmos consideram somente os períodos de operação comercial de cada equipamento ou instalação.

Depois de processado o cálculo desses parâmetros, existe um algoritmo responsável por calcular as taxas por unidade geradora. Para determinação do resultado final por usina, o algoritmo realiza a agregação das unidades geradoras em operação comercial e que pertencem àquela instalação.

Os resultados das taxas mensais por usinas são armazenados na base de dados técnica do ONS que encaminhará à CCEE, no mês de referência da contabilização, a média acumulada dos valores mensais apurados para TEIFa e TEIP relativos aos 60 meses imediatamente anteriores.

Caso não se disponha de valores mensais apurados que totalizem 60 meses, os valores faltantes são complementados utilizando-se valores de referência, considerados no cálculo da respectiva energia assegurada das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente conforme tabela 4.6 da carta [ONS-05].

Tabela 4.6 - Tabela (parcial) – anexa à carta [ONS-05]



CARTA ONS- 033 /300/2005

Tabela 3 – Taxas de Indisponibilidade Forçada e Programada das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente e pertencentes ao MRE, utilizadas para cálculo das energias asseguradas.

Código ONS	Usina	TEIF (%)	IP (%)
1	CAMARGOS	2,333	8,861
2	ITUTINGA	2,333	8,861
4	FUNIL-GRANDE	2,533	8,091
6	FURNAS	2,533	8,091
7	M. DE MORAES	1,672	5,403
8	ESTREITO	2,533	8,091
9	JAGUARA	2,533	8,091
10	IGARAPAVA	1,672	5,403
11	VOLTA GRANDE	2,533	8,091
12	P. COLOMBIA	2,533	8,091
14	CACONDE	1,672	5,403
15	E. DA CUNHA	2,333	8,861
16	A.S. OLIVEIRA	2,333	8,861
17	MARIMBONDO	2,533	8,091
18	A. VERMELHA	2,917	12,122
21	SERRA FAÇAO	2,533	8,091
24	EMBORCAÇAO	2,917	12,122
25	NOVA PONTE	2,533	8,091
26	MIRANDA	2,533	8,091

Na tabela 4.6, a coluna IP (%) é equivalente à TEIP.

De posse dos dados apurados, calcula-se o FID (Fator de Disponibilidade) que é aplicado na redução da energia assegurada conforme equação 4.3.

$$FID = \frac{(1 - TEIP) \times (1 - TEIFa)}{(1 - TEIP_{ref}) \times (1 - TEIF_{ref})} \quad (4.3)$$

Nesta expressão, tem-se:

TEIP : taxa equivalente de indisponibilidade programada;

TEIFa : taxa equivalente de indisponibilidade forçada apurada;

TEIPref : taxa equivalente de indisponibilidade programada de referência;

TEIFref : taxa equivalente de indisponibilidade forçada de referência.

O denominador da equação 4.3 é o índice de disponibilidade de referência, definido com base nas potências de cada unidade geradora, e é uma constante. A figura 4.6 ilustra esta relação.

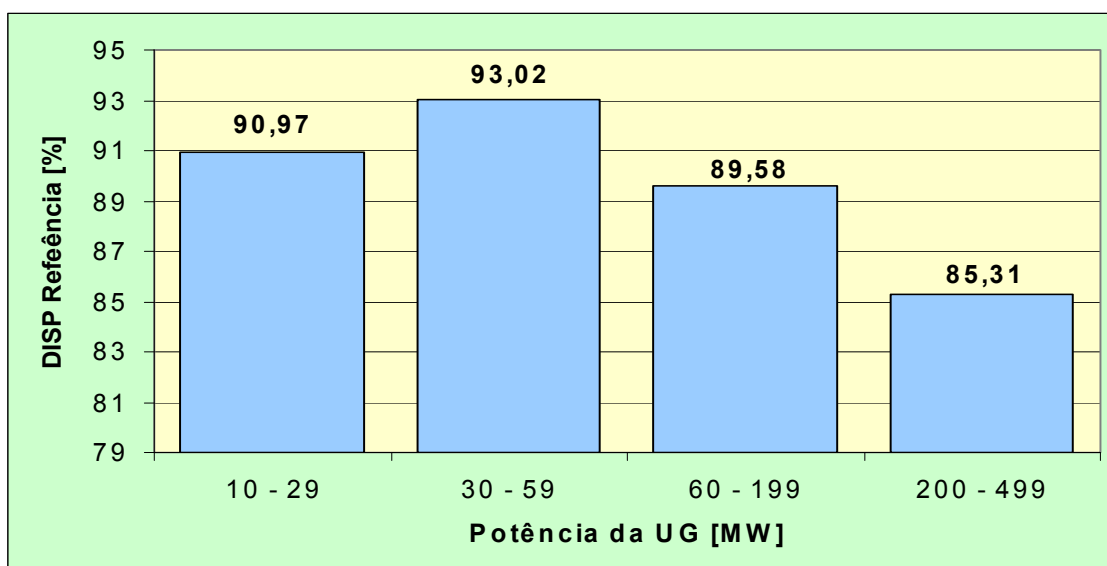


Figura 4.6 - Disponibilidade de referência x potência da UG

O FID pode também ser expresso pela equação 4.4.

$$FID = \min (1, ID_{60} / ID_{ref}) \quad (4.4)$$

Nesta expressão, tem-se:

ID60 : índice de disponibilidade verificado – média de 60 meses;

IDref : índice de disponibilidade de referência.

Conforme citado anteriormente, caso o índice de disponibilidade verificado seja inferior ao valor de disponibilidade de referência, a usina estará sujeita à aplicação do MRA conforme equação 4.5.

$$ASS_1_final = (ASS_1_inicial) * FID \quad (4.5)$$

Nesta expressão, tem-se:

ASS_1_inicial: Energia Assegurada antes da aplicação do MRA;

ASS_1_final: Energia Assegurada após a aplicação do MRA.

A figura 4.7 ilustra um exemplo onde é considerado um FID de 0,91 aplicado sobre uma energia assegurada de 100 MWh com uma redução da energia de 9 MWh.

O Impacto Financeiro (IF) é dado pela equação 4.6.

$$IF = \text{Redução MWh} \times (\text{PLD} - \text{TEO}) \quad (4.6)$$

Nesta expressão, tem-se:

PLD : preço de liquidação das diferenças;

TEO : tarifa de energia de otimização.

Estes termos já se encontram detalhados em itens anteriores.

Nas condições atuais, considerando o valor da TEO para o ano de 2010 de R\$ 8,51 / MWh e o valor do PLD médio do mês de outubro de 2010 para o submercado Sudeste/Centro-Oeste de R\$ 138,12 / MWh, o IF no mês, calculado a partir da equação 4.6, neste exemplo seria de:

$$IF_{\text{mês}} = 9 \times (138,12 - 8,51) \times 720 = \text{R\$ } 839.872,80.$$

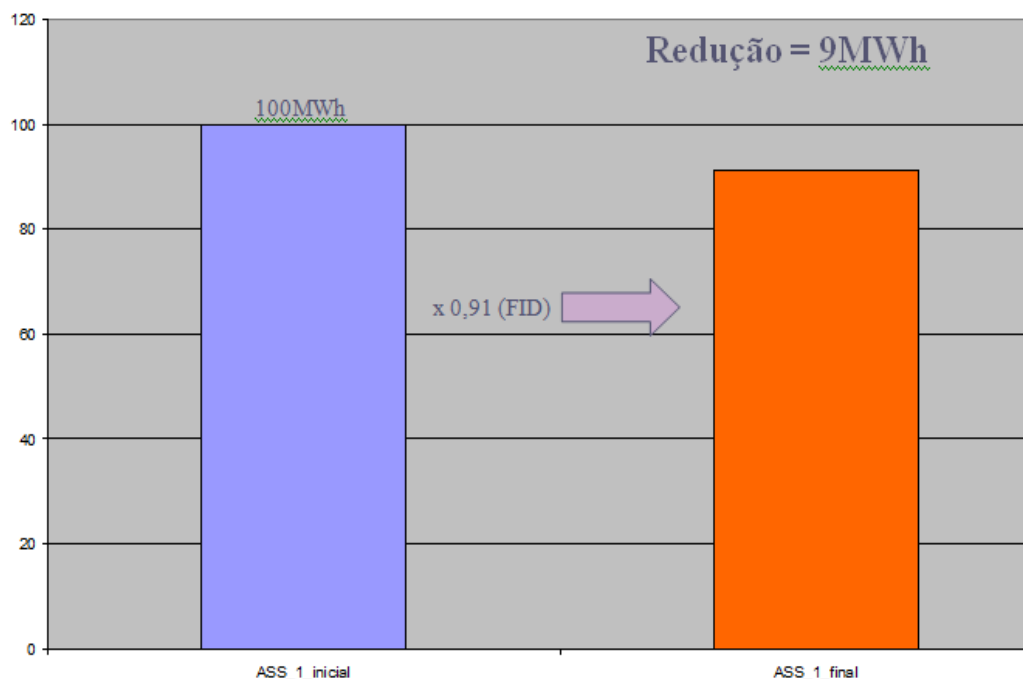


Figura 4.7 – Exemplo de redução energia assegurada considerando FID = 0,91

Outro exemplo de impacto financeiro é dado a seguir, onde os dados de uma usina denominada ABC são:

- Energia Assegurada (EA): 58 MW médios.
- Potência instalada: 78 MW.
- Índice de disponibilidade de referência (ID_{ref}): 91,76 %.
- Número de unidades geradoras: 4.

A partir dos dados abaixo, é montada a tabela 4.7.

- TEIFa e TEIP disponibilizados em [ONS-10] que permite o cálculo do FID.
- Valor da TEO do ano de 2008: R\$ 7,77 / MWh.
- Valor do PLD médio para cada mês do ano 2008 para o submercado Sudeste/Centro-Oeste disponibilizado em [CCEE-10].

Tabela 4.7 – Impacto financeiro da usina ABC – ano de 2008

Ano 2008	FID	EA (MW)	EA após MRA (MW)	PLD médio (R\$/MWh)	TEO (R\$/MWh)	Impacto Financeiro (R\$) equação 4.6
Jan	97,65983	58,0	56,64270	502,45	7,77	483.428,32
Fev	97,92772	58,0	56,79808	200,42	7,77	166.716,50
Mar	97,88773	58,0	56,77488	124,70	7,77	103.141,94
Abr	98,20596	58,0	56,95946	68,80	7,77	45.723,01
Mai	98,25277	58,0	56,98661	34,18	7,77	19.269,87
Jun	98,19555	58,0	56,95342	76,20	7,77	51.564,65
Jul	98,21309	58,0	56,96359	108,42	7,77	75.106,35
Ago	98,19662	58,0	56,95404	102,79	7,77	71.558,89
Set	98,19587	58,0	56,95360	109,93	7,77	76.967,96
Out	98,82701	58,0	57,31967	92,43	7,77	41.469,77
Nov	99,35408	58,0	57,62537	106,14	7,77	26.533,91
Dez	99,24307	58,0	57,56098	96,97	7,77	28.195,58
Total						1.189.676,76

O resultado mensal do impacto financeiro pode variar em função do número de casas decimais utilizadas no cálculo.

A figura 4.8 apresenta o histórico de disponibilidade da usina ABC no período de 60 meses, ressaltando o valor total da penalização do ano de 2008.

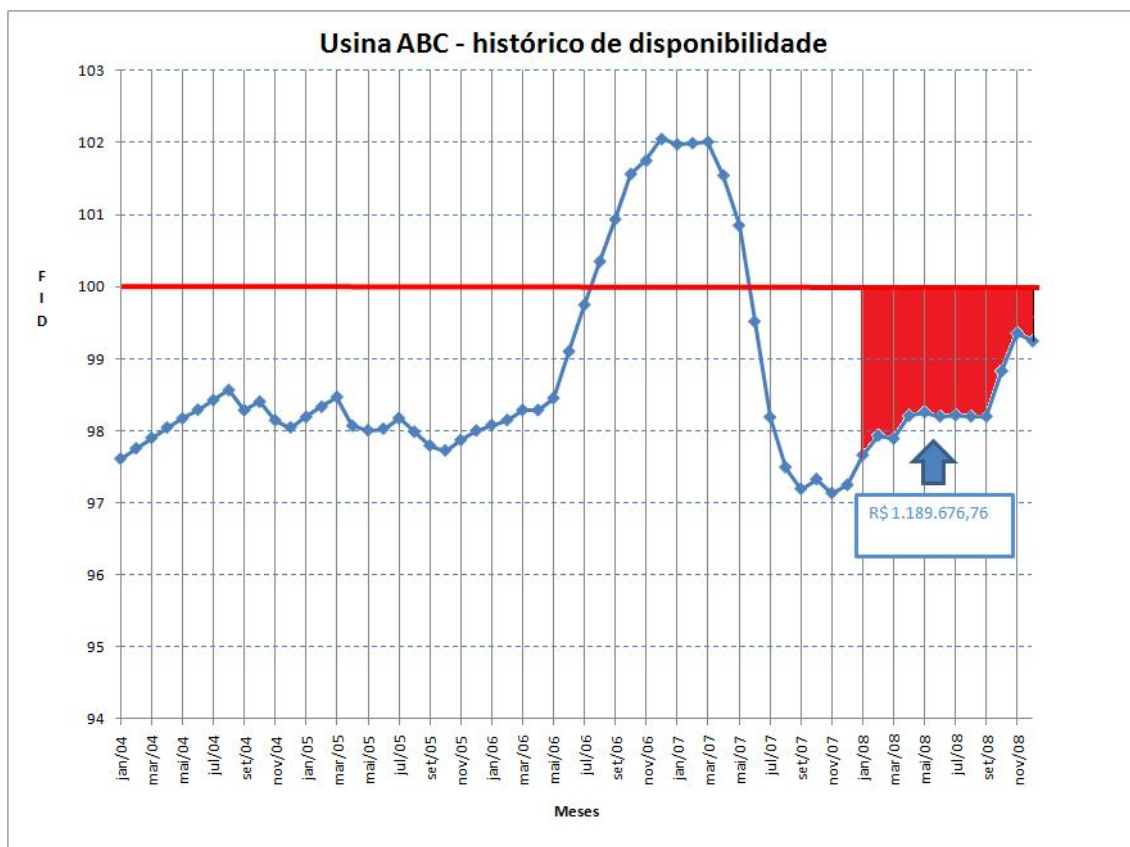


Figura 4.8 – Histórico de disponibilidade da usina ABC

Para que se possa ter uma noção da importância do tema, o impacto financeiro em função da penalização pelo MRA aplicáveis às GCH da CEMIG (incluindo as usinas próprias, subsidiárias e consórcio) foi da ordem de R\$ 11 milhões de reais em 2007, R\$ 14 milhões de reais em 2008 e R\$ 4 milhões de reais em 2009.

Uma vez equacionado o MRA, a seguir podem ser destacados alguns aspectos adicionais sobre a resolução normativa [ANEEL-03]. Tal resolução passou por diversas atualizações ao longo dos anos atendendo ao estabelecido em outras resoluções, ofícios e nota técnica da ANEEL.

Com respeito às atualizações relacionadas ao cálculo dos índices de disponibilidade verificada, o ONS poderá desconsiderar, para fins de apuração dos índices TEIFa e TEIP, as seguintes situações:

- Indisponibilidades associadas 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: inspeções contratuais realizadas até 15.000 horas de operação até o limite de 960 horas cumulativas.
- Indisponibilidades associadas às paradas programadas para modernizações ou reformas, de 01/01/2001 a 30/06/2004, desde que tragam ganhos operacionais ao SIN.
- Indisponibilidades associadas ao atendimento a determinações do ONS ou regulamentações da ANEEL: implantação de Sistemas de Medição para Faturamento (SMF), Implantação de Sistemas Especiais de Proteção (SEP), Esquemas de Controle de Emergência (ECE), Esquemas de Controle de Segurança (ECS) e Implantação do SINOCON (Sistema Nacional de Observabilidade e Controlabilidade do SIN).
- Modernização ou reforma que traga ganhos operativos ao sistema elétrico, no período acumulado de até 6 meses durante 15 anos ou de até 12 meses no período de 30 anos de operação comercial da unidade geradora.

Estas atualizações permitiram uma abertura aos agentes para obtenção de um melhor planejamento na intervenção em seu parque gerador para a realização de melhorias e/ou reformas. Em situações de graves ocorrências, é facultado aos agentes, o envio de carta formal à ANEEL registrando os dados da ocorrência e plano de ação visando rápido retorno da UG ao SIN, e solicitando “expurgos” para fins de apuração dos índices TEIFa e TEIP. A ANEEL avalia os fatos e, ao final, dá parecer favorável ou não à solicitação de expurgo solicitada pelo agente. Sendo o parecer favorável, o FID é recalculado.

Outra resolução normativa [ANEEL-08] é aplicável neste contexto tendo em vista a necessidade de comprovação de disponibilidade das UG das usinas despachadas centralizadamente após indisponibilidade programada ou forçada. Nesta situação, o ONS deverá considerar, na apuração das taxas equivalentes de indisponibilidade, a disponibilidade efetivamente comprovada

pelo agente de geração. O agente poderá comprovar a disponibilidade por meio de teste por ele solicitado ou por atendimento a despacho do ONS.

O ONS deverá considerar como indisponibilidade a diferença entre a capacidade de geração plena e a disponibilidade efetivamente comprovada pelo agente e a ANEEL, a qualquer tempo, poderá solicitar a realização de teste para comprovação de disponibilidade de usina despachada centralizadamente.

4.5.1 Exemplo de Aplicação do MRA – Caso Real

Neste item é apresentada uma situação real onde houve penalização por MRA. Os dados estão disponíveis no *site* do [ONS-10]. A usina hidrelétrica possui 3 unidades geradoras com potência aparente unitária de 137 MVA.

A figura 4.9 mostra o FID da instalação ao longo dos anos. No ano de 2005 há uma ocorrência severa em um gerador indisponibilizando uma das unidades geradoras por um período superior a dois anos. Esta indisponibilização influenciou significativamente para que a instalação fosse penalizada pelo MRA.

Pela figura percebe-se que a instalação está deixando de ser penalizada somente em abril de 2010 quando a média do índice de disponibilidade passa a ser maior que o índice de disponibilidade de referência (linha vermelha). O impacto financeiro para o agente foi mais de R\$ 9 milhões (já descontado o expurgo aceito pela ANEEL).

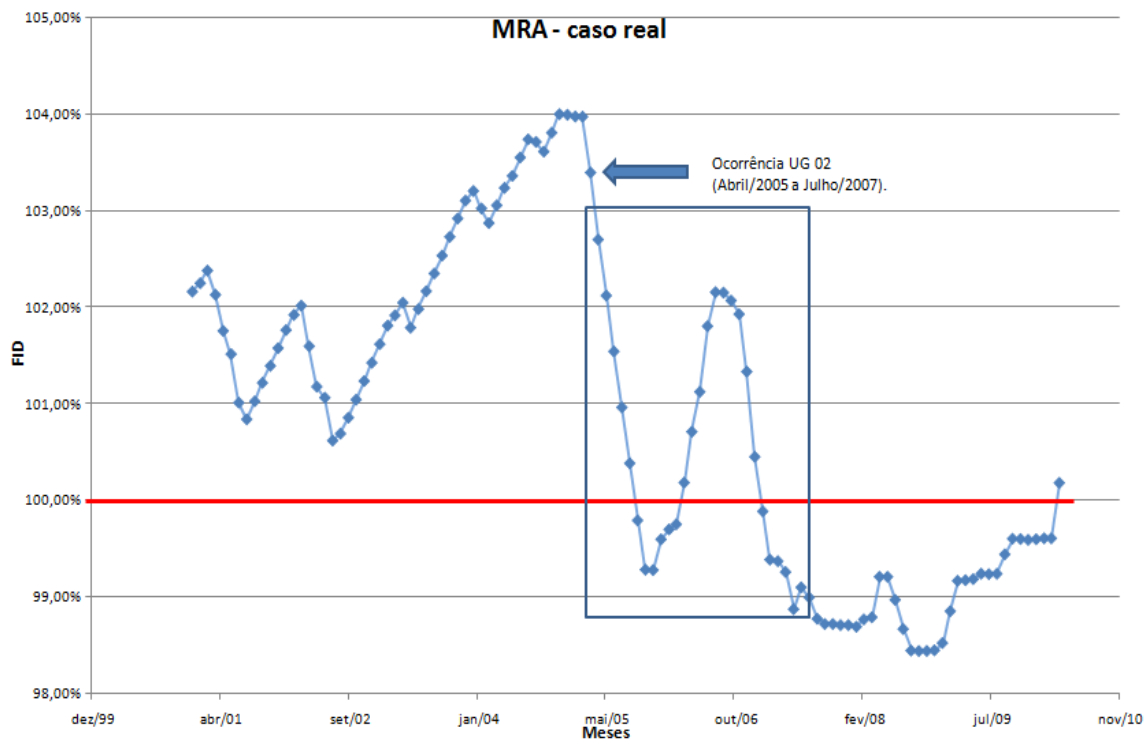


Figura 4.9 – FID de uma usina hidrelétrica – caso real

4.6 Considerações Finais

Conforme apresentado neste capítulo, apesar dos conceitos básicos relativos ao MRA serem bem definidos, a aplicação do mecanismo, com todas as suas particularidades, não é uma tarefa trivial.

A desconsideração de algum detalhe relacionado aos equacionamentos poderá causar uma perda na receita das geradoras. Observação atenta deve haver quanto ao preenchimento da planilha do sistema SAMUG que apura os eventos de mudanças de estado operativo, condição operativa e disponibilidade de unidades geradoras que podem impactar os índices de disponibilidades das FG das geradoras.

O estudo realizado durante a elaboração desta dissertação, a partir de toda uma documentação pertinente ao tema, levou à identificação de algumas propostas para introduzir a aplicação do MRA na prática da engenharia de sistemas de potência. As principais sugestões são apresentadas no próximo capítulo.

5 RECOMENDAÇÕES DE MELHORIAS NO PLANEJAMENTO E ORGANIZAÇÃO DA ENGENHARIA DE MANUTENÇÃO COM O MRA

5.1 *Introdução*

Conhecendo-se os princípios do MRA detalhados no capítulo anterior, torna-se importante investigar os seus impactos na prática das empresas.

A principal causa que leva uma concessionária de energia elétrica a ser penalizada com a aplicação do MRA é a indisponibilidade da Função Geração.

Pode-se atuar de forma preventiva e conjunta com as diversas áreas envolvidas (expansão, operação e manutenção), com o objetivo de se evitarem os descontos nas receitas das geradoras. Neste capítulo, questões são analisadas no intuito de propor sugestões e propostas de melhorias a serem adotadas nas atividades de expansão, operação e manutenção do sistema com maior destaque para a área de manutenção.

Verificadas as implicações para as diversas áreas, conclui-se que melhorias e ações devem ser implementadas para garantir a confiabilidade do sistema e para redução do impacto financeiro para os diversos agentes de geração que atuam no setor elétrico nacional.

5.2 *Impacto do MRA no Planejamento da Expansão*

Os planos de expansão devem garantir, a partir de especificações técnicas bem elaboradas, a qualidade dos equipamentos/materiais/sistemas a serem adquiridos e aplicados, com destaque para:

- Prever sistemas de monitoramento preditivo, tais como, PDA (descargas parciais), monitoramento de fluxo magnético e entreferro, SMV (monitoramento de vibração) para as unidades geradoras e DGA (gases dissolvidos no óleo mineral isolante) e monitoramento da capacitância em
-

buchas de alta tensão para transformadores elevadores – impacto na qualidade da manutenção preditiva.

- Prever sistemas de proteção digital – impacto na detecção e identificação de falhas, possibilitando maior exatidão e agilidade no processo de decisões preventivas e corretivas.
- Prever sistema digital de supervisão e controle (SDSC) – impacto na monitoração das grandezas envolvidas, permitindo o conhecimento e a avaliação do estado operativo de todo o sistema.
- Prever sistemas digitais/eletrônicos para os reguladores de velocidade e de tensão – impacto na monitoração das grandezas relacionadas ao controle, permitindo o conhecimento e a avaliação da sua operação.

No caso dos transformadores elevadores, o MRA traz uma questão à tona: utilização de transformadores trifásicos ou de bancos de transformadores monofásicos. Apesar do custo mais alto da implementação de um banco de transformadores monofásicos, a utilização de um banco resultará em uma condição operativa melhor em uma contingência com a utilização da fase reserva e, conseqüentemente, um tempo menor de indisponibilidade da unidade geradora que pode evitar a penalização por MRA.

No caso de elaboração de projeto executivo básico de construção eletromecânica de usina hidrelétrica, deve-se levar em consideração que, quanto maior o número de máquinas a serem instaladas na Casa de Força, menor é o impacto por MRA.

Salienta-se a importância da logística de equipamentos e peças reservas para minimizar indisponibilidades. Destaca-se a aquisição estratégica de peças reservas para os transformadores elevadores, de excitação e auxiliares. Há casos onde a ausência destas reservas tem causado significativos descontos nas receitas das geradoras.

5.3 Impacto do MRA na Operação do Sistema

Vários são os impactos na operação do sistema. Nos procedimentos para desligamentos de maior vulto, a simultaneidade de intervenções programadas dentro de uma mesma instalação deverá ser evitada, principalmente para aquelas usinas com menor número de unidades geradoras que são mais vulneráveis ao MRA.

Nos Centros de Operação, algumas exigências se mostram imperativas, tais como:

- alteração das instruções normativas da operação, considerando o MRA;
 - adequação dos aplicativos dos sistemas de gerenciamento de desligamentos;
 - criação de aplicativos para gerenciamento das indisponibilidades e para a apuração do MRA;
 - integração dos *softwares* de gestão de intervenções e de gerenciamento das indisponibilidades e do MRA;
 - evolução do treinamento das equipes de operação com relação ao MRA;
 - investimento em aplicativos de gestão do MRA: para o gerenciamento dos descontos relativos ao MRA, dentre outras, serão necessárias as seguintes adequações:
 - simulação de desligamentos e seus respectivos valores de MRA;
 - contabilização dos desligamentos e dos valores a serem descontados devido ao MRA;
 - acompanhamento do período móvel de 60 meses relativo às indisponibilidades;
 - estatística de desempenho dos principais equipamentos das usinas;
 - estatística de frequência de desligamentos programados e forçados.
 - adequação e integração de sistemas de gerenciamento de intervenções e de gestão do MRA: o ONS possui o Sistema de Gestão de Intervenções (SGI), sistema computacional acessado via *internet*, que é utilizado pelos agentes para programação de suas intervenções em instalações do SIN. O SGI possibilita que o ONS e as empresas geradoras acompanhem as
-

etapas do processo da programação de intervenções. Todo o histórico de uma intervenção, desde a sua solicitação até o registro da conclusão do serviço, fica disponível para visualização.

Semelhante ao SGI, as empresas geradoras possuem sistemas de gerenciamentos de intervenções. Com a regulamentação do MRA, faz-se necessária a integração da gestão das intervenções e do gerenciamento do MRA, visando reduzir as indisponibilidades e os descontos de receita devidos ao mesmo.

Deverá haver uma interface entre os sistemas computacionais de gerenciamento de desligamento de intervenções e de gestão do MRA de forma a minimizar e otimizar as intervenções, minimizando a penalização por MRA.

5.4 Impacto do MRA na Manutenção dos Equipamentos do Sistema

5.4.1 Recomendações Gerais

Conforme já enfatizado, a visão atual é de que não basta reparar o equipamento e sim manter a sua função disponível para a operação, evitar sua falha e reduzir custos.

A manutenção deve acompanhar e monitorar os indicadores de Disponibilidade, Confiabilidade, Custos, Qualidade, Segurança e Moral para que a empresa consiga atender ao mercado de forma competitiva.

A partir do momento que a manutenção passa a atuar no sentido de contribuir para faturamento e lucro da empresa, segurança da instalação e pessoas, com ações de preservação ambiental, ela se torna uma função estratégica. O planejamento da manutenção passa a ser um fator relevante neste contexto, isto é, a manutenção deve planejar, de forma estratégica e cirúrgica, a intervenção em seus principais equipamentos de geração maximizando as disponibilidades e minimizando as taxas de falhas.

Estas observações estão em sintonia com o MRA. De forma mais específica com respeito a este mecanismo, podem ser sugeridas:

- Na manutenção programada dos principais equipamentos de uma instalação: é necessária uma revisão nos procedimentos de engenharia de manutenção para definição de periodicidade de paradas de unidades geradoras; algumas ações deverão ser realizadas para que as manutenções programadas nestes equipamentos ocorram de forma integrada e eficiente; o uso de técnicas de monitoramento preditivo tem fundamental importância neste cenário, pois subsidiará a engenharia de manutenção na elaboração de um diagnóstico que indique o momento certo para intervenção nestes equipamentos.
- Na manutenção forçada é necessária uma revisão nos planos de contingência; a definição e implantação de uma política adequada de peças reservas dos principais equipamentos (buchas de alta e baixa tensão de transformadores elevadores, barras estatóricas, polos, trocadores de calor, mancais, sapatas, dentre outros) também são importantes neste contexto.

A engenharia de manutenção passa a ter um papel importante neste novo cenário e tem como objetivo alcançar a Manutenção Classe Mundial. Como tratado no capítulo 3, a manutenção passa a ser uma função estratégica dentro da organização com ênfase no Planejamento apoiada no conhecimento técnico e opinião especializada.

Para o alcance destes objetivos faz-se necessária a adoção das melhores práticas tais como ênfase à manutenção preditiva, sistema de gerenciamento de manutenção, adoção de manutenção baseada na confiabilidade, implementação de novas políticas de estoques de peças reservas, dentre outras. Assim, nos próximos itens são apresentadas ações e propostas de melhorias aplicadas especificamente em relação à manutenção com o objetivo de se garantir disponibilidade e confiabilidade dos equipamentos da Função Geração minimizando e/ou eliminando os riscos de impacto financeiro dos agentes de geração frente ao MRA.

5.4.2 Manutenção Preditiva dos Principais Equipamentos da Função Geração

5.4.2.1 Diagnóstico dos Equipamentos

Nesta etapa é muito importante se ter um diagnóstico dos principais equipamentos da Função Geração. Os principais equipamentos de uma usina hidrelétrica são: turbina hidráulica, gerador, regulador de velocidade, sistema de excitação, transformador elevador, sistema de proteção, mancais, adução, sucção, serviços auxiliares, dentre outros.

Uma ótima referência é o relatório emitido anualmente pelo ONS [ONS-10a] denominado RAD – Relatório de Avaliação do Desempenho da Manutenção de Equipamentos que é enviado ao agente da geração tendo como referência os indicadores de disponibilidade (DISP), taxa de falha de manutenção (TF) e tempo médio de reparo (TMR). Os indicadores são calculados por agente, por instalação e, quando necessário, estratificados até equipamentos. Tal relatório apresenta valores reais obtidos automaticamente pelo Sistema de Acompanhamento de Manutenção (SAM) a partir de aplicativos computacionais desenvolvidos pelo próprio ONS: SAMUG e SGI. O documento apresenta valores limites dos indicadores (faixas normal, alerta e insatisfatória) e indica quais são as instalações e os equipamentos (individualmente) que têm indicadores nas faixas alerta e insatisfatória. Os indicadores têm íntima relação com o MRA e, diante desta informação, os agentes podem identificar necessidades de investimento, revisão de procedimentos e ajustes nos programas de manutenção com objetivo de se obter maior confiabilidade.

Outro documento disponibilizado aos agentes de geração é o relatório anual emitido pela Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica – ABRAGE [ABRAGE-09]. Esta associação tem um grupo técnico de manutenção (GTMN) que é composto por representantes de diversas empresas do setor de geração e convidadas. Tal relatório apresenta uma análise estatística de uma base de dados que é composta de informações fornecidas pelas empresas participantes e estabelece indicadores de

desempenho de unidades geradoras hidráulicas e térmicas com o objetivo de subsidiar as empresas para análise das tendências de falhas com o objetivo do aprimoramento da manutenção. Os principais indicadores são os mesmos daqueles apresentados no relatório [ONS-10a].

É importante para os agentes de geração o desenvolvimento ou aquisição de aplicativos de diagnóstico de manutenção que podem confirmar os resultados apresentados pelos relatórios do [ONS-10a] e [ABRAGE-09].

Um conhecimento das informações contidas no relatório [ABRAGE-09] é de grande importância para as geradoras e pode contribuir significativamente para que a engenharia de manutenção possa elaborar uma estratégia de manutenção para aqueles equipamentos que mais falham, minimizando sua indisponibilidade.

Na tabela 5.1, transcrita do relatório [ABRAGE-09], estão indicados os valores de TF por equipamento, em valores decrescentes de 2009, visando facilitar a identificação dos equipamentos de maior incidência de falhas. Na tabela estão incluídos os equipamentos de subestação, tais como transformador e disjuntor que foram objeto de falhas ligadas às unidades geradoras.

Tabela 5.1 – Taxa de falhas por equipamento

Equipamento	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998	1997
Regulador de Velocidade	0,74	0,65	0,57	0,56	0,45	0,54	0,61	0,46	0,37	0,28	—	0,31	0,29
Gerador	0,57	0,44	0,51	0,39	0,28	0,37	0,39	0,62	0,37	0,20	—	0,12	0,25
Sistema de Excitação	0,40	0,38	0,39	0,40	0,40	0,36	0,25	0,26	0,22	0,23	—	0,22	0,10
Turbina Hidráulica	0,22	0,33	0,36	0,31	0,25	0,23	0,28	0,26	0,14	0,17	—	0,14	0,07
Serviço Auxiliar	0,17	0,12	0,14	0,08	0,08	0,06	0,11	0,15	0,04	0,03	—	0,05	0,07
Mancal Guia	0,14	0,29	0,26	0,15	0,09	0,08	0,13	0,15	0,10	0,06	—	0,04	0,10
Sistema de Proteção	0,13	0,16	0,36	0,14	0,12	0,21	0,25	0,07	0,14	0,05	—	0,07	—
Mancal Escora	0,10	0,09	0,10	0,08	0,09	0,04	0,08	0,06	0,04	0,04	—	0,04	0,04
Transformador	0,09	0,15	0,16	0,10	0,15	0,09	0,15	0,08	0,06	0,06	—	—	—
Quadro de Comando	0,08	0,46	0,13	0,14	0,07	0,12	0,14	0,06	0,08	0,06	—	0,03	0,02
Adução / Sucção	0,07	0,16	0,16	0,07	0,07	0,07	0,11	0,12	0,08	0,04	—	0,06	0,05
Disjuntor	0,07	0,16	0,10	0,06	0,04	0,08	0,05	0,07	0,08	0,07	—	—	—
Mancal Combinado	0,04	0,07	0,05	0,08	0,02	0,02	0,03	0,05	0,05	0,02	—	0,02	0,03
Chave Seccionadora	0,04	0,01	0,01	—	0,01	0,02	0,01	0,02	0,05	0,01	—	—	—
Transformador de Corrente	0,00	0,01	0,00	0,01	0,01	—	0,01	0,01	—	0,00	—	—	—
Demais Equipmtos.	0,00	0,01	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Não Informado	—	0,02	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,03	0,01	0,00	—	—	—
Total	2,86	3,51	3,36	2,60	2,16	2,34	2,64	2,48	1,84	1,45	1,10	1,05

A figura 5.1, elaborada a partir dos dados da tabela 5.1, apresenta graficamente a TF por equipamento em ordem decrescente, comparando-se os anos de 2008 e 2009. Observa-se que os equipamentos com maior incidência de falhas foram o regulador de velocidade, gerador e sistema de excitação.

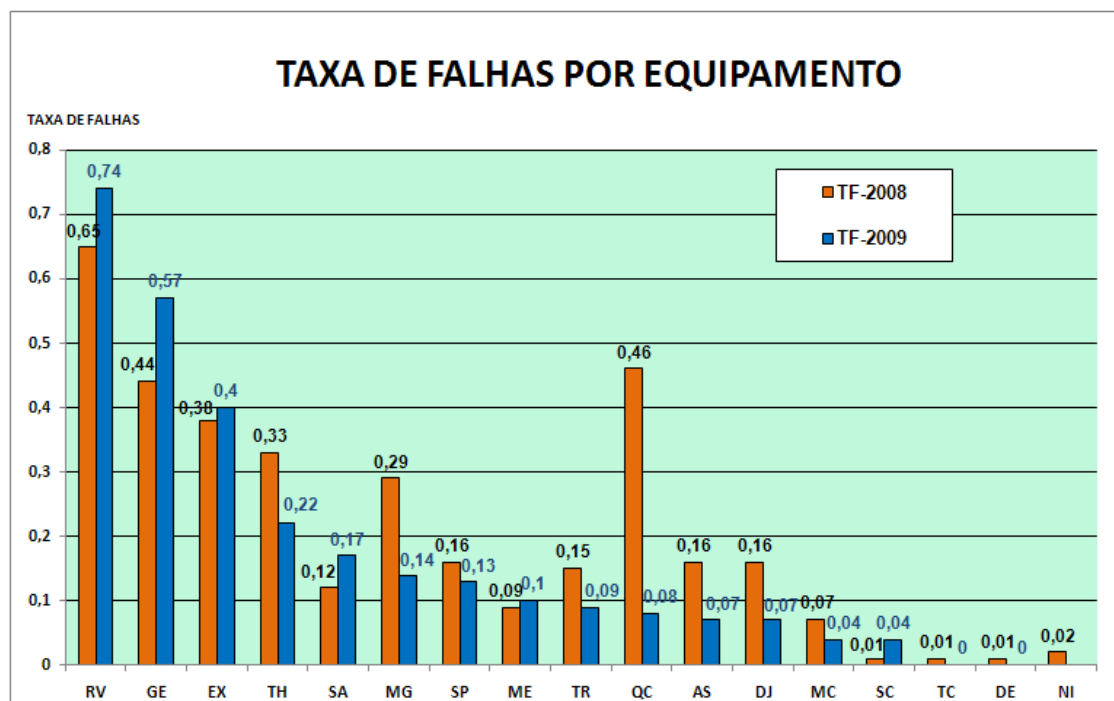


Figura 5.1 – Taxa de falha por equipamento – anos 2008 e 2009

A tabela 5.2, também transcrita do relatório [ABRAGE-09], apresenta os Tempos Médios de Reparo da função (TMR) por equipamento, em ordem decrescente.

Tabela 5.2 – Tempo médio de reparo da função por equipamento (horas)

Equipamento	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998	1997
Transformador	276,89	275,55	85,16	170,29	461,07	20,30	42,39	114,02	180,11	59,99	—	—	—
Mancal Escora	175,17	190,36	12,41	24,78	5,53	30,83	13,62	2,85	203,20	39,98	—	14,90	80,20
Gerador	112,20	125,03	109,17	46,52	192,61	191,13	68,03	61,09	68,30	49,92	—	94,60	33,90
Turbina Hidráulica	41,87	95,56	67,55	27,94	61,15	81,70	18,88	15,17	18,46	25,87	—	11,10	39,40
Adução / Sucção	36,53	13,48	24,50	18,38	22,40	14,94	16,88	21,03	18,69	15,82	—	38,50	28,60
Mancal Guia	31,83	25,69	77,93	5,89	99,30	10,94	12,71	14,54	33,21	19,95	—	21,20	23,40
Sistema de Excitação	31,28	24,46	38,07	14,99	27,15	15,50	13,11	10,93	9,69	9,91	—	6,10	5,60
Transformador de Corrente	20,02	35,01	1,88	60,27	19,27	—	3,47	5,46	—	46,00	—	—	—
Mancal Combinado	19,45	11,26	20,08	7,05	1,37	32,09	3,87	25,45	10,38	17,02	—	13,80	46,90
Regulador de Velocidade	13,37	17,43	12,68	14,92	18,71	23,58	11,51	9,60	6,42	5,97	—	7,20	9,10
Quadro de Comando	12,99	5,73	6,82	4,18	3,64	25,73	6,04	11,59	2,33	2,01	—	5,20	4,90
Sistema de Proteção	10,96	32,19	25,38	8,50	10,40	11,42	13,66	7,22	7,91	5,89	—	13,90	NI
Disjuntor	4,56	30,50	9,14	3,29	12,72	33,59	11,57	21,37	31,07	49,57	—	—	—
Serviço Auxiliar	3,52	4,10	4,43	9,75	136,28	10,08	12,63	2,26	1,92	2,97	—	1,80	4,30
Chave Seccionadora	2,99	5,96	6,66	—	1,21	8,10	14,96	3,28	1,69	6,84	—	—	—
Transformador de Potencial	—	3,98	6,93	0,37	8,02	3,00	11,40	4,08	29,69	3,00	—	—	—
Não informado	—	5,15	26,05	6,72	2,62	1,75	13,83	7,13	0,00	2,77	—	0,80	3,70
Total	53,83	53,83	46,28	25,57	84,25	51,83	22,85	27,37	32,74	20,87	-----	81,70	-----

A figura 5.2 [ABRAGE-09] apresenta graficamente o TMR por equipamento em ordem decrescente, comparando-se os anos de 2008 e 2009. Observa-se que os equipamentos com maior tempo de reparo da função são transformadores, mancal de escora, gerador e turbina hidráulica.

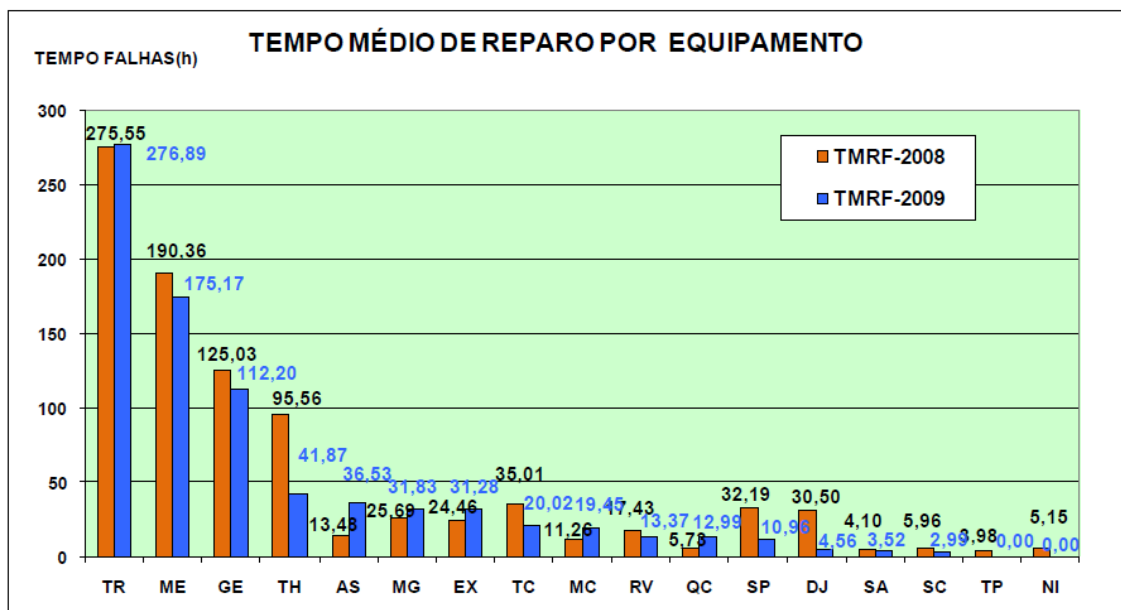


Figura 5.2 – Tempo médio de reparo da função por equipamento – anos 2008 e 2009

A tabela 5.3 [ABRAGE-09] apresenta a quantidade de falhas por equipamento e permite identificar aqueles com maior incidência separando-se as falhas por atuação da proteção e falhas na partida. As colunas Falhas na Partida e Falhas por Proteção referem-se ao número de falhas registradas no ano de 2009.

Tabela 5.3 – Quantidade de falhas por equipamento

EQUIPAMENTO	Falhas na Partida	Falhas por Proteção	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL
			2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	1998	1997
Regulador de Velocidade	19	233	252	225	200	192	129	176	170	130	99	82	111	136
Gerador	20	175	195	152	138	134	80	119	110	183	97	60	98	137
Sistema de Excitação	21	116	137	133	127	136	116	117	70	76	59	68	95	70
Turbina Hidráulica	11	63	74	116	127	104	71	74	77	76	38	49	55	54
Serviço Auxiliar	4	53	57	40	36	27	24	18	32	45	10	8	14	29
Mancal Guia	1	48	49	101	90	52	26	26	36	43	26	18	24	46
Sistema de Proteção	1	42	43	55	56	49	35	67	69	22	38	15	11	---
Mancal Escora	4	30	34	31	35	27	25	13	23	18	11	12	15	20
Transformador	2	29	31	52	47	34	43	30	42	25	15	18	---	---
Quadro de Comando	3	25	28	160	180	46	21	38	39	17	22	19	9	10
Adução / Sucção	4	20	24	55	49	25	19	24	31	35	21	13	23	22
Disjuntor	3	20	23	56	57	21	12	27	13	20	19	20	---	---
Mancal Combinado	---	14	14	25	18	28	7	7	8	14	14	7	15	26
Chave Seccionadora	1	11	12	5	4	---	2	5	4	5	13	2	---	---
Transformador de Corrente	---	1	1	4	1	3	3	---	3	4	---	1	---	---
Demais Equipos.	---	1	1	2	1	1	5	1	3	8	2	1	---	---
Não Informado/Indeterminado	---	---	---	7	8	6	2	21	8	7	2	37	4	4
TOTAL	94	881	975	1219	1174	885	620	763	738	728	486	430	474	554

A figura 5.3 [ABRAGE-09] apresenta graficamente a quantidade de falhas por equipamento, comparando-se os anos de 2008 e 2009. Observa-se que o regulador de velocidade (RV) continua a apresentar o maior número de falhas, seguido do gerador (GE) e sistema de excitação (EX), como apresentado na figura 5.1.

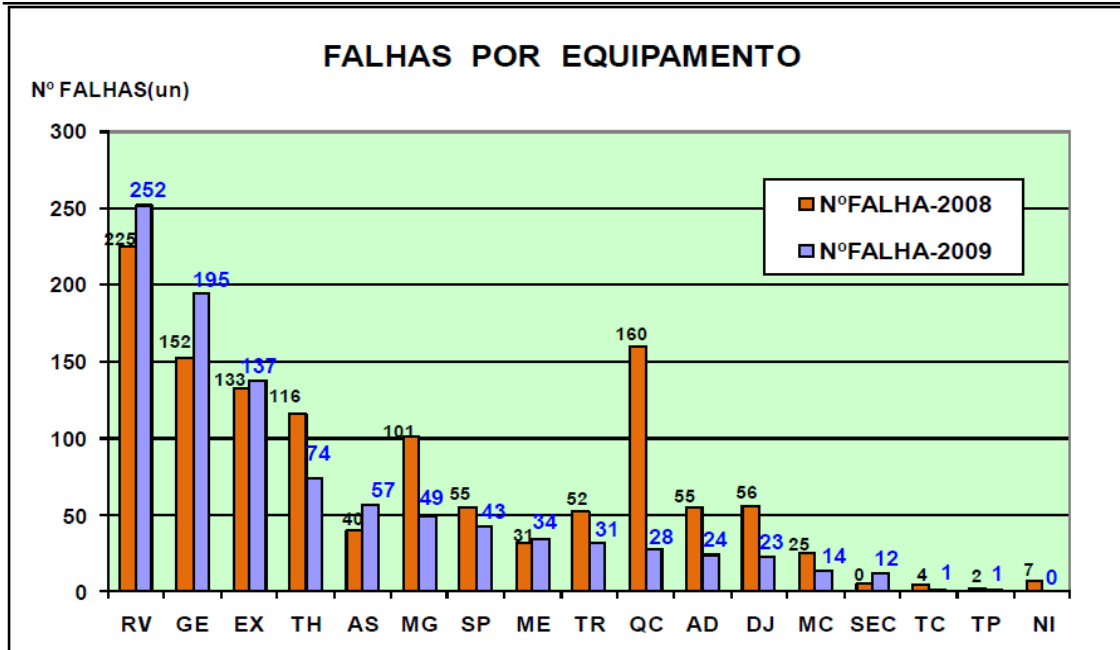


Figura 5.3 – Quantidade de falhas por equipamento – anos 2008 e 2009

As principais conclusões a respeito dos indicadores de desempenho apresentados acima são:

- a TF apresentou redução em relação a 2008 (tabela 5.1) passando de 3,51 para 2,86, invertendo a tendência de elevação dos anos 2007 e 2008;
- o TMR manteve o valor de 53,83 horas (tabela 5.2) e as maiores reduções ocorreram nos equipamentos turbina hidráulica (TH), transformador de corrente (TC), sistema de proteção (SP) e disjuntor (DJ);
- o equipamento regulador de velocidade (RV) continuou sendo o de maior incidência de falhas, acompanhado de gerador (GE) e sistema de excitação (EX).

Em relação ao MRA, como o foco é a disponibilidade, o relatório [ABRAGE-09] identifica aqueles equipamentos que mais falham e aqueles em que o tempo médio de reparo é maior. Neste caso, tais equipamentos merecem uma atenção especial, pois uma ocorrência forçada certamente impactará o FID da instalação.

5.4.2.2 Manutenção Preditiva

Na manutenção preditiva é importante o monitoramento de parâmetros para se obter, pelo maior tempo possível, a operação contínua do equipamento ou sistema. As medições são realizadas com o equipamento em operação e somente há intervenção quando a degradação se aproxima ou atinge o limite estabelecido. Na figura 5.4 são identificados arranjos típicos de monitoramento aplicáveis às GCH.

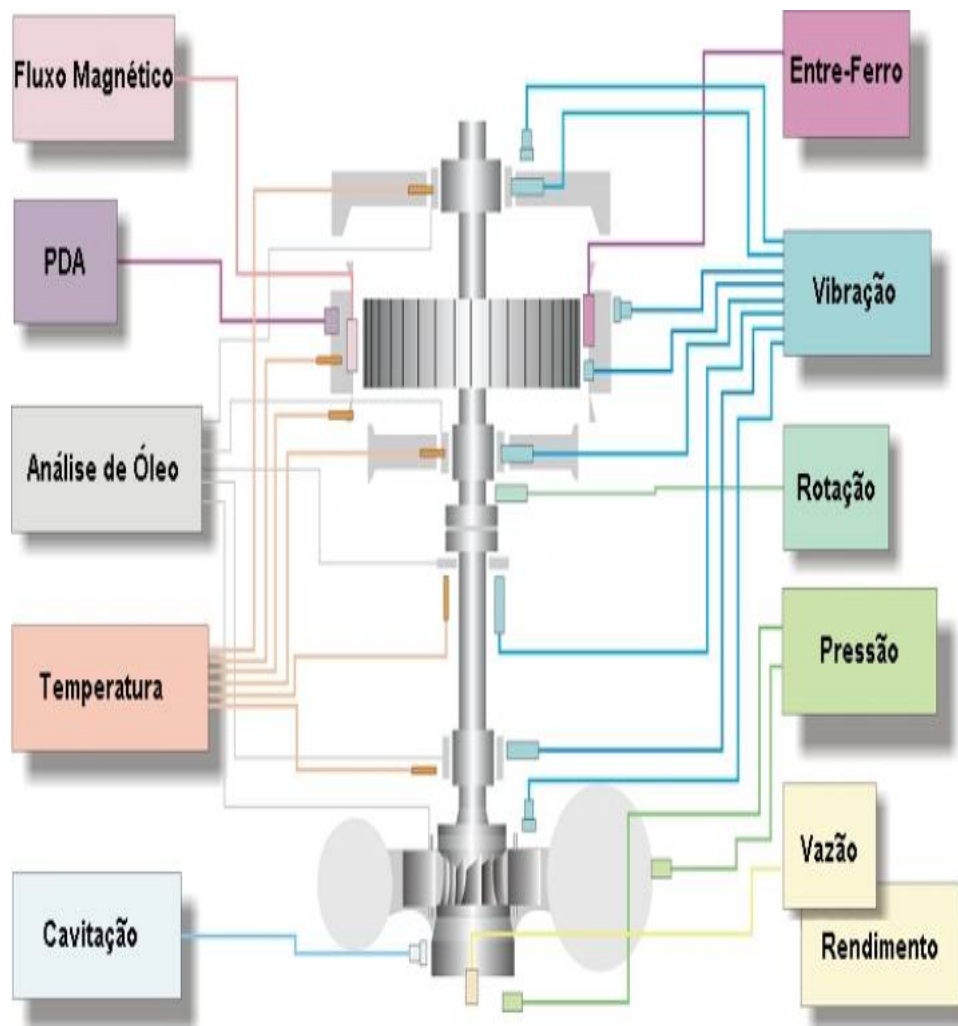


Figura 5.4 – Arranjo típico de monitoramento de unidade geradora hidráulica

Os destaques para os sistemas de monitoramento preditivos adotados na geração são:

1. Sistema de Monitoramento de Vibração (SMV): este sistema monitora deslocamentos axiais e radiais de diversas estruturas que compõem uma unidade geradora hidráulica tais como tampa da turbina, mancais e carcaça. Os sinais de vibrações periódicas podem ser analisados a partir da análise das formas de onda e do espectro de frequência. A vibração é uma oscilação de um corpo em torno de uma posição de referência. O movimento vibratório é a resposta de uma máquina às forças dinâmicas que a excitam e, na maioria das vezes, é prejudicial à máquina ou a todo um sistema, induzindo desgaste e fadiga, que certamente são responsáveis por quebras definitivas dos equipamentos. A maior parte das máquinas e estruturas está sujeita a certo grau de vibração e o seu projeto requer geralmente o exame do seu comportamento oscilatório. As fontes de vibração são: desalinhamento, desbalanceamento, excentricidade, folgas, roçamento, ressonâncias, dentre outras.

Com várias medidas ao longo dos meses, o analista poderá identificar se o nível em uma determinada frequência começou a crescer. Esta vibração identificada pela sua frequência característica deverá ser acompanhada e ser correlacionada com algum defeito ou desgaste.

Utilizando o gráfico de tendência, é estabelecido um nível e identificado de imediato as situações anormais de Alarme, Atenção e Perigo.

2. Sistema de Monitoramento de Descargas Parciais (PDA): este sistema monitora as descargas parciais (DP) que podem ocorrer em enrolamentos estatóricos de geradores quando interligados no sistema elétrico e a partir das medições é possível diagnosticar se as descargas parciais estão contribuindo para a deterioração do isolamento elétrico destes enrolamentos. A DP é uma descarga disruptiva ocorrendo em pequena parte de um material isolante. No caso de dielétricos sólidos estas descargas são produzidas pela ionização de pequenas cavidades de ar no interior do dielétrico. As descargas parciais podem ocorrer em qualquer ponto do dielétrico, na

junção de dois dielétricos diferentes ou adjacentes ao condutor e podem também ocorrer seguidamente em vários pontos do dielétrico. O ensaio de DP é importante, tendo em vista que estas descargas são uma fonte contínua de deterioração do material isolante, ou seja, modificam suas propriedades dielétricas e dependendo da sua intensidade haverá redução da vida útil do material isolante.

As descargas parciais apresentam várias características e estão diretamente associadas à deterioração do dielétrico. A análise básica é o acompanhamento ao longo do tempo do comportamento da atividade de descargas parciais.

Para analisar os resultados das medições das DP, é necessário levar em consideração diversos fatores associados à medição: carregamento da unidade geradora (MW e Mvar), temperatura do enrolamento (°C) e valor da tensão terminal (kV). Todos estes fatores influenciam diretamente a atividade de descargas parciais.

As DP são sintomas de alguns problemas no isolamento estatórico e a deterioração é lenta em função da existência da mica na composição do dielétrico. Desta forma é possível analisar a tendência de evolução dos valores das medições. Para tanto é imprescindível que as medições sejam realizadas com os mesmos parâmetros de temperatura, carregamento e nível de tensão, pois, do contrário, a comparação não poderia ser realizada, uma vez que estes fatores alteram a atividade de descargas parciais.

3. Sistema de Monitoramento do Óleo Mineral Isolante de Transformadores: a partir de uma coleta periódica de óleo mineral isolante dos principais transformadores, são realizados ensaios físico-químicos e cromatográficos nos laboratórios que permitem aos analistas uma avaliação preliminar das condições do equipamento.
 4. Termovisão: a partir da realização periódica de ensaios de termovisão é possível avaliar se a temperatura dos componentes de painéis,
-

cubículos, barramentos blindados, anéis coletores, conexões flexíveis, conexões de buchas de alta e baixa tensão em transformadores, dentre outros, estão ou não dentro dos limites aceitáveis por norma.

5. Sistema Digital de Supervisão e Controle: este sistema permite um controle das principais grandezas envolvidas no processo de geração de energia elétrica: tensão terminal, potência ativa, corrente nominal, temperaturas do gerador e turbina, dentre outras. Diversos alarmes são gerados e podem ser utilizados pela engenharia de manutenção como diagnóstico.

5.4.2.3 Exemplos do Uso de Técnicas Preditivas no Monitoramento da Função Geração

As técnicas de manutenção preditiva permitem à engenharia determinar, com maior precisão, o momento adequado para intervenção nos equipamentos. A aplicação correta destas técnicas certamente levará a uma economia nos prazos e custos relacionados às paradas de manutenção programadas e contribuirá para minimizar os impactos financeiros decorrentes da aplicação do MRA.

5.4.2.3.1 Monitoramento de Vibrações em uma Unidade Geradora

Os exemplos apresentados a seguir referem-se a um monitoramento de vibrações especificamente relativo às oscilações radiais de eixo e ensaios registrados em relatórios de diagnóstico de estado de uma unidade geradora em períodos distintos. Uma medição realizada no ano de 2001 e outra medição realizada em 2010. Neste intervalo há uma reforma planejada e programada na unidade geradora e os gráficos permitem visualizar uma melhoria significativa das vibrações registradas exatamente em função da manutenção realizada com sucesso.

As características básicas da unidade geradora são:

1- Potência nominal: 68 MVA;

-
- 2- Fator de potência: 0,95;
 - 3- Tensão nominal: 13,8 kV;
 - 4- Corrente nominal: 2.761 A;
 - 5- Número de polos: 44;
 - 6- Rotação nominal: 163,6 rpm;
 - 7- Turbina tipo: Kaplan.

As medições referem-se às estruturas de mancal de escora e mancal guia da turbina. O comparativo mostra o ganho proporcionado pela reforma da unidade geradora com a redução das oscilações nestas estruturas que proporcionarão um aumento da vida útil destas estruturas e seus componentes.

Na figura 5.5 é apresentado o gráfico de oscilações do mancal de escora no ano de 2001 e na figura 5.6 é apresentado o gráfico de oscilações do mancal de escora no ano de 2010 após reforma da unidade geradora. No comparativo das duas figuras percebe-se a redução significativa das oscilações.

Na figura 5.7 é apresentado o gráfico de oscilações do mancal guia da turbina no ano de 2001 e na figura 5.8 é apresentado o gráfico de oscilações do mancal guia da turbina no ano de 2010 após reforma da unidade geradora. No comparativo das duas figuras percebe-se a redução significativa das oscilações.

A seta em cada uma das figuras aponta para os valores máximos registrados de oscilação em cada estrutura para cada ano.

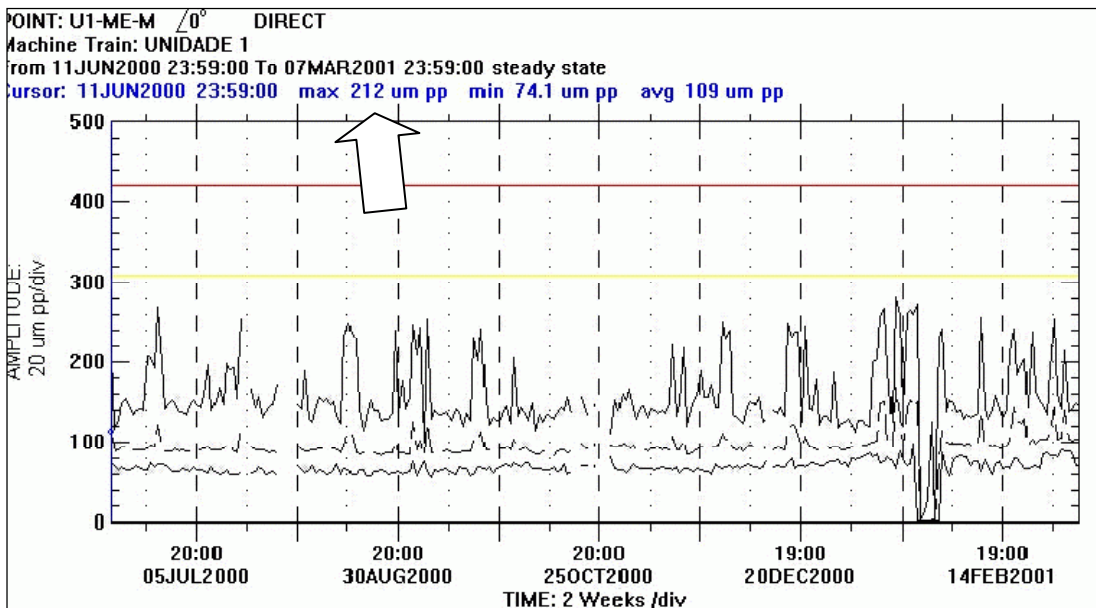


Figura 5.5 – Oscilações no mancal de escora – ano 2001

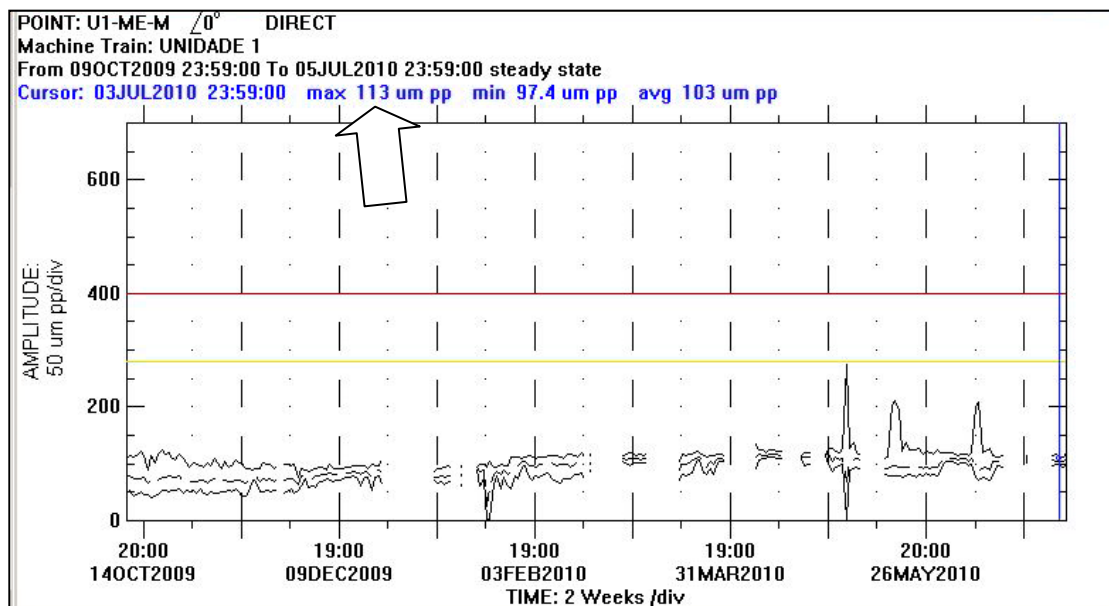


Figura 5.6 – Oscilações no mancal de escora – ano 2010

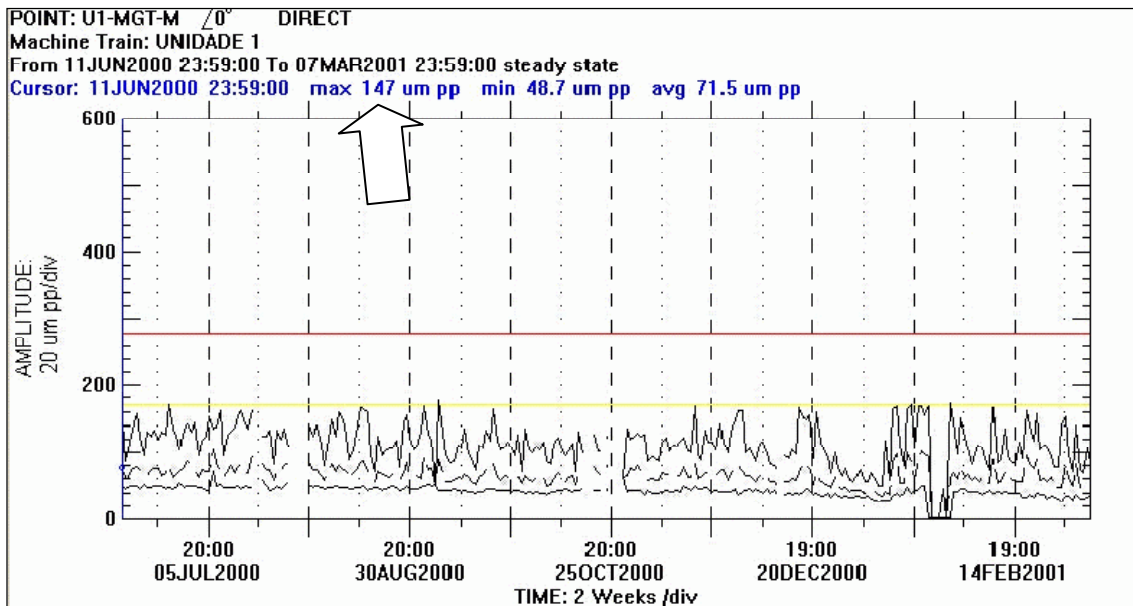


Figura 5.7 – Oscilações no mancal guia da turbina – ano 2001

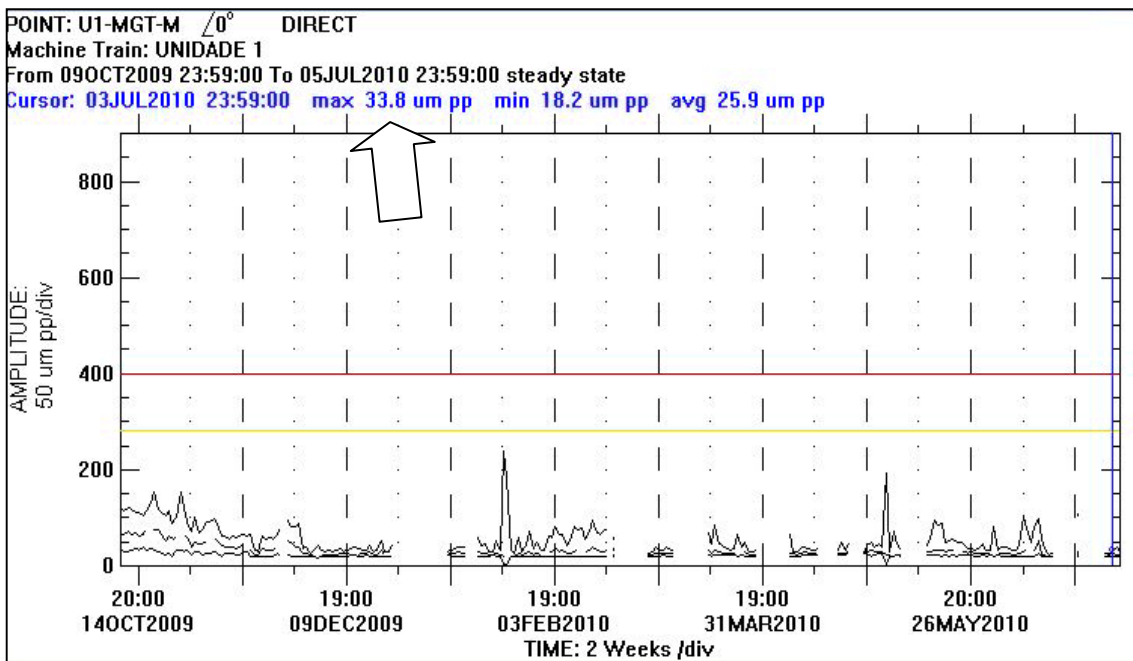


Figura 5.8 – Oscilações no mancal guia da turbina – ano 2010

5.4.2.3.2 Monitoramento de Descargas Parciais de uma Unidade Geradora

A engenharia de manutenção pode definir prioridades de reforma parcial ou total do enrolamento em função dos resultados das medições além de definir necessidades de intervenção programada. Os gráficos apresentados a seguir referem-se a um monitoramento de descargas parciais de uma unidade geradora com as seguintes características básicas:

- 1- Potência nominal: 313,6 MVA;
- 2- Fator de potência: 0,95;
- 3- Tensão nominal: 16,5 kV;
- 4- Corrente nominal: 10.973 A;
- 5- Número de polos: 52;
- 6- Rotação nominal: 138,5 rpm;
- 7- Turbina tipo: Francis.

As medições são realizadas periodicamente com condições previamente estabelecidas de potência ativa e reativa, tensão terminal e temperatura do enrolamento. As medições exibidas a seguir apresentam valores normais.

A figura 5.9 mostra o gráfico de altura de pulso de uma fase que também é conhecido como 2-D (duas dimensões) ou PHA (*Pulse Height Analysis*). É um gráfico semi-logarítmico bipolar, ou seja, com pulsos positivos e negativos, e mostra o número de pulsos por segundo (eixo y) pela magnitude do pulso em milivolt (eixo x). Quando há predominância de pulsos negativos sobre pulsos positivos, a análise aponta para existência de delaminação interna ou vazios presentes na interface cobre-isolação devido a falhas no processo produtivo. Caso haja predominância dos pulsos positivos sobre os negativos, a análise aponta para uma maior quantidade de descargas na superfície da cobertura semicondutora da ranhura. Quando as curvas de pulsos negativos e positivos são superpostas, a predominância das descargas é no interior da isolação. Este gráfico é uma ferramenta muito útil para identificação de tendências de evolução das descargas parciais ao longo do tempo.

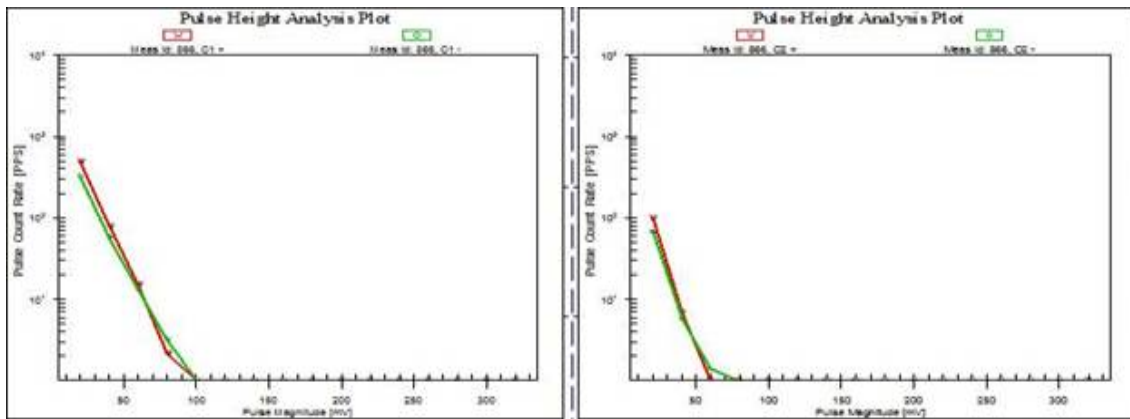


Figura 5.9 – Gráfico de altura de pulso – fase C

A figura 5.10 apresenta o gráfico de análise de fase do pulso de uma fase que também é conhecido como 3-D (três dimensões) ou PPA (*Pulse Phase Analysis*). É um gráfico que apresenta a magnitude do pulso em milivolt (eixo y), pela distribuição dos pulsos na forma de onda senoidal da tensão (eixo x) e pela quantidade de pulsos (eixo z). Permite identificar se as descargas parciais estão ocorrendo na porção da barra dentro da ranhura (dano relativo à fase-terra) ou na porção da barra fora da ranhura (dano relativo à fase-fase).

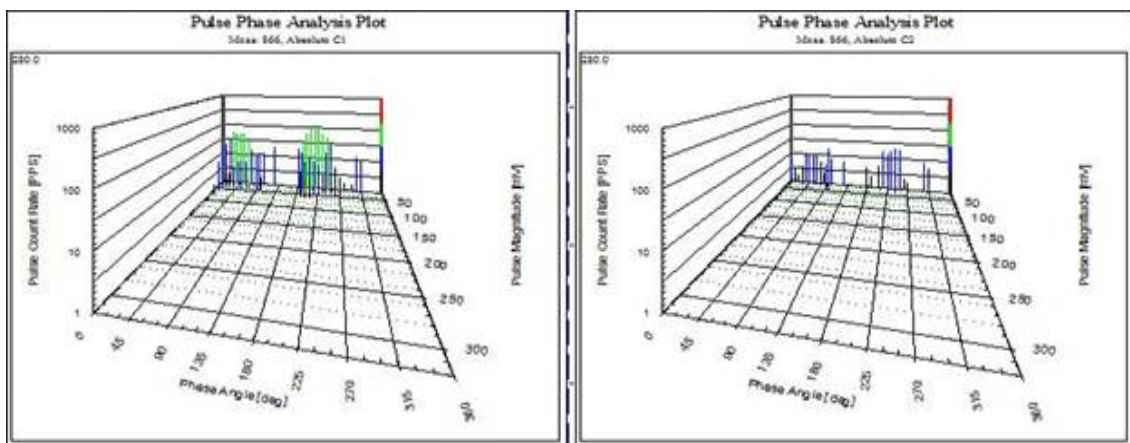


Figura 5.10 – Gráfico de análise de fase do pulso – fase C

A figura 5.11 apresenta um gráfico com a evolução das medições históricas de variáveis do processo. A variável NQN também conhecida como Número de Quantidade Normalizada é um número não-dimensional proporcional ao total da energia descarregada na fase monitorada e representado por uma escala arbitrária. O valor de NQN é dado pela integração da área sob a curva positiva ou negativa no gráfico de altura de pulso. A variável Qm também conhecida como Número de Máxima Amplitude é definida como a maior amplitude de pulso de uma descarga parcial na taxa de repetição de 10 pulsos por segundo. Estas variáveis podem ser comparadas com resultados de medições registradas em banco de dados de fornecedores. Os dados são separados por sensor, meio de refrigeração e classe de tensão e permite uma avaliação do nível das descargas parciais, de insignificante até alto.

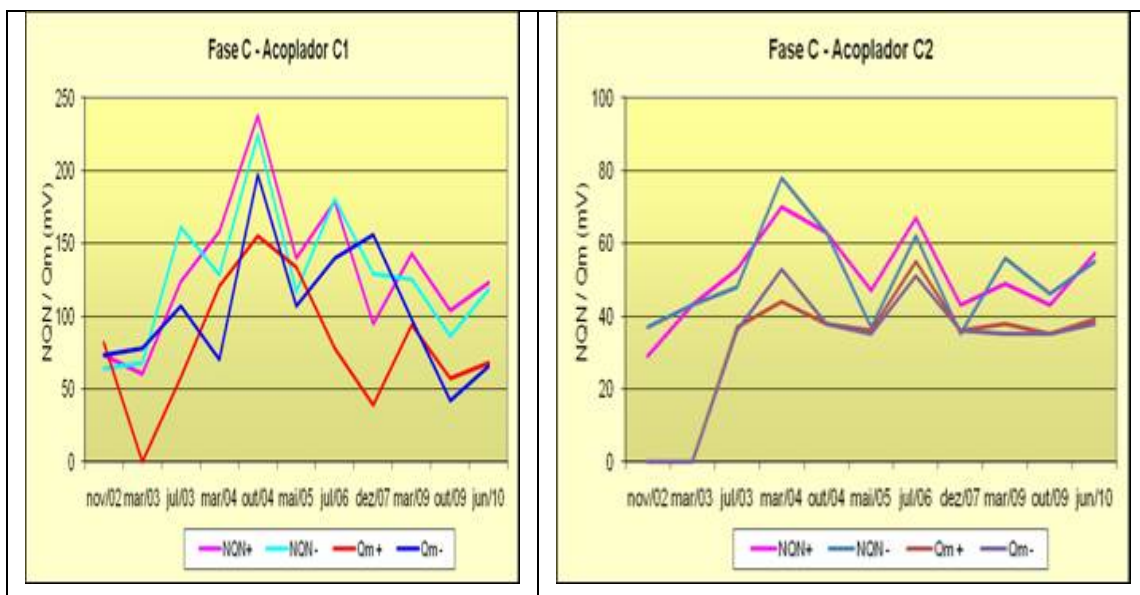


Figura 5.11 – Gráfico da evolução das medições históricas das variáveis do processo – fase C

5.4.2.3.3 Monitoramento de Temperaturas de Barramentos Flexíveis de Gerador

A temperatura é um dos parâmetros de mais fácil compreensão e o acompanhamento de sua variação permite constatar alteração na condição dos equipamentos e componentes. O equipamento mais usual para a medição de temperatura é o termovisor que atualmente está cada vez menor e mais preciso oferecendo recursos importantes para o acompanhamento e controle de tendência.

A termografia é uma das técnicas preditivas que mais tem se desenvolvido nas últimas décadas.

A tendência da evolução das temperaturas permite à engenharia de manutenção uma tomada de decisão quanto às paradas para intervenção programada. As figuras apresentadas a seguir referem-se a um monitoramento de temperaturas de conexões terminais de uma unidade geradora com as seguintes características básicas:

- 1- Potência nominal: 283 MVA;
- 2- Fator de potência: 0,95;
- 3- Tensão nominal: 16,5 kV;
- 4- Corrente nominal: 10.200 A;
- 5- Número de polos: 76;
- 6- Rotação nominal: 94,7 rpm;
- 7- Turbina tipo: Francis.

A figura 5.12 mostra imagens térmicas de conexões de saída do gerador com a identificação de pontos quentes nas fases B e C. A figura 5.13 mostra imagens térmicas das mesmas conexões de saída após a correção que passou pela substituição dos parafusos com dimensional diferente dos parafusos utilizados inicialmente no projeto. Observa-se uma redução significativa das temperaturas medidas nas fases B e C se comparadas com as primeiras medições.

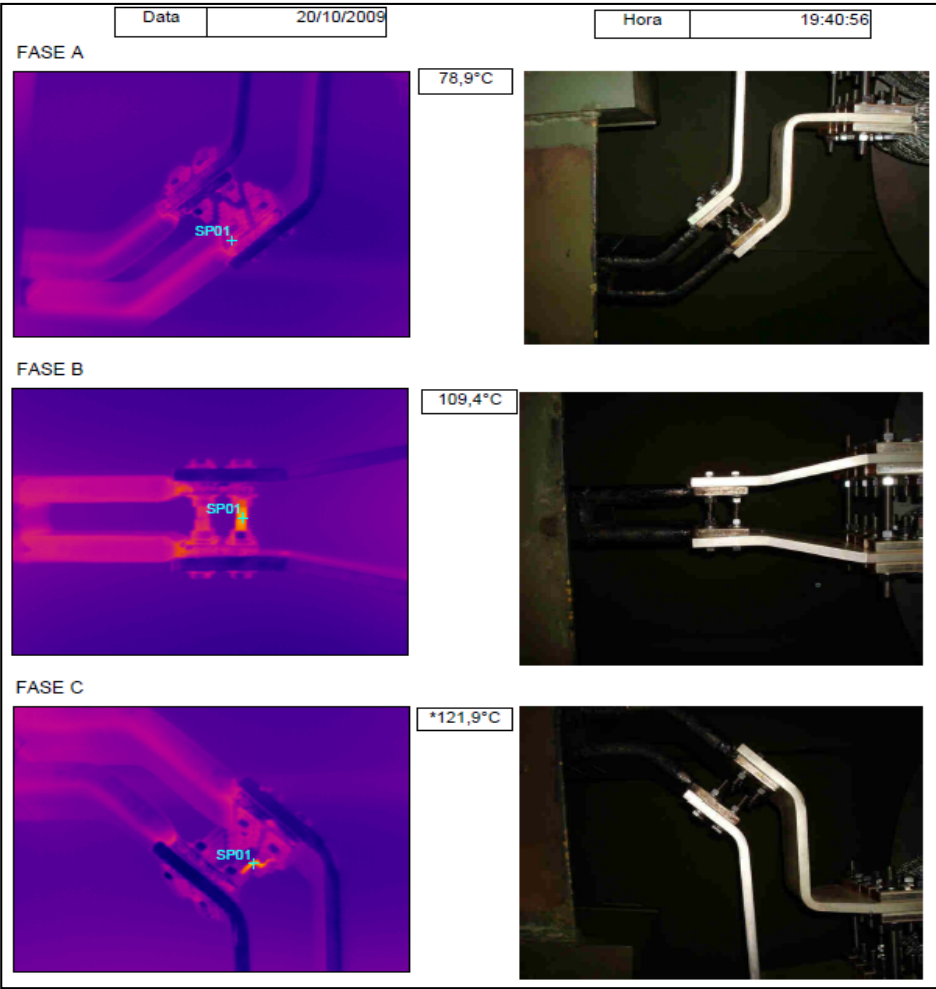


Figura 5.12 - Imagens térmicas de conexões de saída do gerador

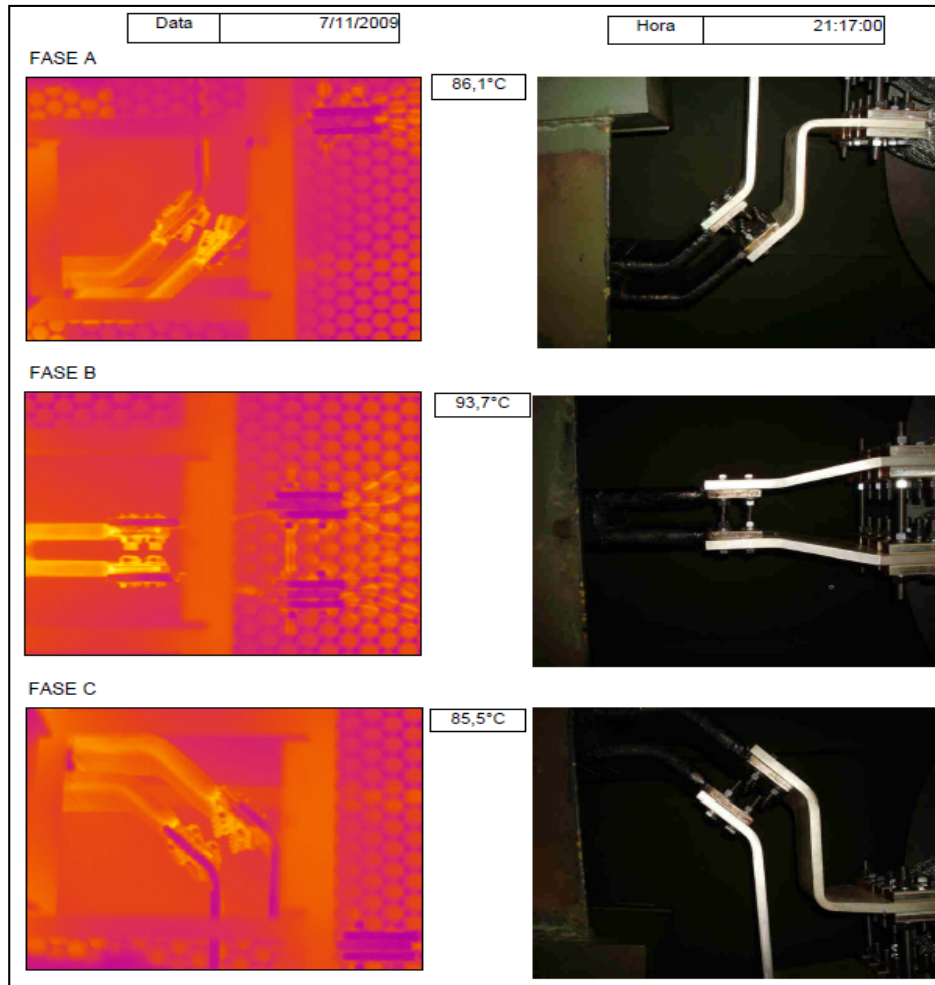


Figura 5.13 - Imagens térmicas de conexões de saída do gerador após correção

5.4.3 Demais Propostas de Melhorias na Operação, Manutenção e Expansão do Sistema

5.4.3.1 Revisão de Periodicidades e Procedimentos de Manutenção de Equipamentos com Possibilidade de Penalização por MRA

Neste novo ambiente do setor elétrico nacional, é necessária a revisão das periodicidades e procedimentos de manutenção dos equipamentos da Função Geração. As geradoras devem buscar um aumento na periodicidade das manutenções preditivas para reduzir os desligamentos programados.

5.4.3.2 Detalhamento de Planos de Contingência para as Funções de Geração

Os planos de contingência nos equipamentos da geração devem estar atualizados para que as ações necessárias para o restabelecimento dos equipamentos sejam mais rápidas, reduzindo assim os descontos relativos ao MRA.

Simulações de contingências para treinamento devem ser implementadas para que o retorno de equipamentos com incidência de MRA seja realizado no menor tempo possível.

Além das premissas de segurança pessoal e confiabilidade do sistema, as equipes de operação e manutenção deverão atuar prontamente com o intuito de reduzir o tempo de indisponibilidade em ocorrências no sistema.

5.4.3.3 Treinamentos sobre Conceitos de MRA, Procedimentos de Rede e suas Rotinas

As geradoras devem preparar e ministrar treinamentos sobre o MRA, procedimentos de rede e suas rotinas para as equipes de operação e manutenção do sistema. O resultado esperado é o entendimento de todos envolvidos do tema em questão que permitirá uma conscientização das equipes nos trabalhos de operação e manutenção visando a liberação rápida e segura dos equipamentos que pertencem à Função Geração.

Para este treinamento em questão, esta dissertação poderá auxiliar no entendimento de muitos conceitos importantes relativos ao MRA.

5.4.3.4 Implantação de Sistema de Gerenciamento da Manutenção e Diagnóstico

As geradoras devem implementar um sistema de gerenciamento da manutenção que permita a realização precisa de diagnósticos dos principais equipamentos da Função Geração. A implantação deste sistema permitirá às geradoras uma visão detalhada dos principais equipamentos da Função Geração a serem mantencionados, desde uma simples intervenção

programada até a definição de longas paradas de reforma total. Decisões de investimento dependerão de um sistema de diagnóstico completo e eficiente.

5.4.3.5 Implantação da Manutenção Baseada na Confiabilidade (MBC)

A implantação do MBC tem como principais resultados:

- melhor compreensão do funcionamento do equipamento ou sistema pelos especialistas e demais participantes, propiciado pelo desenvolvimento do trabalho em grupo;
- definição de como o equipamento ou sistema pode falhar e das causas básicas de cada falha;
- elaboração de planos de manutenção e procedimentos operacionais que garantam a operação do equipamento ou sistema em um nível de performance desejado.

O MBC tem como principais benefícios:

- aprimoramento do desempenho operacional;
- melhoria das condições ambientais e de segurança;
- aumento da vida útil dos equipamentos;
- obtenção de um completo banco de dados de manutenção;
- documentação atualizada dos sistemas incluindo recomendação de sobressalentes;
- compartilhamento dos problemas de manutenção envolvendo os grupos multifuncionais.

5.4.3.6 Implementação de Novas Políticas de Peças Reservas

Equipamentos considerados vitais e estratégicos da Função Geração devem fazer parte integrante de um plano de peças reservas. Estes equipamentos deverão ser indicados a partir dos sistemas de diagnóstico, MBC, banco de dados de manutenção, dentre outros. Um exemplo característico é aplicado para transformadores elevadores e de excitação.

Caminham juntos com esta política de peças reservas os planos de contingência da instalação.

5.4.3.7 Implantação de Sistema Integrado de Gestão da Qualidade, Saúde e Segurança e Meio Ambiente

A implantação de sistemas integrados de gestão é importante para a organização onde são incluídos procedimentos gerais, específicos e instruções de trabalho e busca a melhoria contínua dos processos organizacionais. No caso da manutenção da geração, alguns indicadores de desempenho podem ser criados para monitoramento da garantia da qualidade dos produtos e que tem afinidade com o tema MRA e que são destacados a seguir:

- Energia assegurada impactada pelo MRA.
- Taxa de falha de GCH.
- Taxa de disponibilidade de GCH.

Estes, dentre outros indicadores, podem ser fundamentais à engenharia de manutenção no planejamento estratégico de atuação nas FG para se evitar ou minimizar as perdas por MRA.

5.4.3.8 Implantação de Escritórios de Projetos Baseado na Filosofia de Gerenciamento de Projetos

Grandes projetos de reforma de equipamentos da Função Geração exigem das geradoras e também das empresas contratadas um grande esforço de cumprimento dos prazos envolvidos. Percebe-se que a maioria destes grandes projetos atrasa o cronograma com impacto severo e significativo da disponibilidade da usina podendo gerar penalizações pela aplicação do MRA. As multas contratuais aplicáveis não são suficientes para cobrir a perda de receita em função da penalização pela redução da energia assegurada. Atualmente, a engenharia busca uma manutenção em classe mundial com alicerces no planejamento. A implantação da metodologia de gestão de projetos não só no ambiente das empresas geradoras como também das empresas contratadas, permitirá um melhor controle do projeto. Hoje, destaca-se neste cenário o Guia do Conhecimento em Gerenciamento de Projetos

(Guia PMBOK) que estabelece normas, métodos, processos e práticas estabelecidas no gerenciamento de projetos. As áreas definidas de conhecimento aplicáveis no gerenciamento do projeto são: integração, escopo, tempo, custos, qualidade, recursos humanos, comunicações, riscos e aquisições.

Um escritório de projetos é uma entidade organizacional a qual são atribuídas responsabilidades relacionadas ao gerenciamento centralizado e coordenado dos projetos sob seu domínio.

Assim, com a aplicação das boas práticas em gerenciamento de projetos pode-se obter um significativo sucesso de um projeto minimizando assim as penalizações advindas da aplicação do MRA.

5.5 Conclusões

A análise dos impactos do MRA para as geradoras leva à necessidade de uma revisão dos procedimentos tradicionais realizados nas empresas e não se esgotam neste trabalho.

As propostas e sugestões apresentadas neste capítulo não implicam grandes investimentos e, se aplicadas, trarão bons resultados na busca da confiabilidade e disponibilidade das FG para a preservação da receita financeira das concessionárias e, conseqüentemente, uma melhor qualidade da energia gerada para a sociedade.

A ideia básica para a adequação dos procedimentos é a diminuição dos fatores de predisposição que levam às indisponibilidades das FG e, caso estes sejam inevitáveis, que o tempo de reparo seja minimizado. Neste contexto há ações preventivas, o investimento em tecnologias apropriadas e a otimização das gestões das atividades de expansão, operação e manutenção, dentre outras propostas.

A gestão das manutenções das FG deverá ser otimizada, para que haja o mínimo possível de indisponibilidades. Entra em cena o investimento na

monitoração detalhada dos equipamentos, na busca pela manutenção preditiva e não a corretiva.

Destacam-se os levantamentos que apontam o número de falhas e o tempo médio de reparo significativo de equipamentos importantes tais como gerador, turbina hidráulica, transformador e mancais. Diminuir a incidência das causas evitáveis que podem indisponibilizar estes equipamentos é vital.

Tanto a engenharia de manutenção quanto os centros de operação das empresas devem manter o conhecimento técnico necessário para conseguir uma operação eficiente de suas FG e melhor gestão de seus ativos. Uma adequação importante para a manutenção e operação é a implementação e integração dos *softwares* de gestão do MRA e do sistema de gerenciamento de intervenções.

6 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

A regulamentação do Mecanismo de Redução de Energia Assegurada a partir da homologação da resolução normativa 688/2003 tem como objetivo estabelecer as disposições relativas à qualidade do serviço público de geração de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações de geração integrantes do Sistema Interligado Nacional.

Considerando que as instalações de geração existentes, em período anterior à reformulação do setor elétrico, foram implantadas em um modelo que não vislumbrava penalidades quando da ocorrência de indisponibilidades. Porém, a partir de agora, estas instalações estão sujeitas à incidência do MRA e torna-se imprescindível para as geradoras a realização de uma atualização nos processos de gestão de seus ativos de geração de forma a elevar razoavelmente o desempenho das instalações.

Os resultados esperados com a regulamentação do MRA, como incentivo à disponibilidade das instalações de geração, poderão ser mais bem avaliados após a formação de um número maior de dados das indisponibilidades ocorridas após a efetivação dos descontos de receita, cuja apuração foi iniciada no ano de 2003.

O impacto financeiro na receita das geradoras em função da aplicação do MRA é significativo. A ANEEL deve realizar estudos visando monitorar as penalizações aplicadas às geradoras de forma a garantir que os incentivos propostos pela norma funcionem em boa direção.

Pelo lado do consumidor, o fato importante é a qualidade da energia gerada para sua segurança e conforto.

As geradoras devem investir na qualidade da manutenção e operação através de ajustes no processo de gestão, treinamento do pessoal, melhorias

das técnicas de manutenção, além de outros fatores como otimização da logística de atendimento às intervenções.

De acordo com a proposição acima, pode-se sugerir como continuidade deste trabalho, a realização de estudos junto à concessionária de geração. Desta forma, serão verificados os possíveis ganhos para o sistema e para a geradora, caso as mudanças nos procedimentos de gestão sejam adotadas tanto nas áreas de operação e expansão como na de manutenção, em preparação para esse novo desafio do setor elétrico, o Mecanismo de Redução de Energia Assegurada.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [ABRAGE-09] ABRAGE, **Relatório de desempenho de equipamentos – ano 2009 - CDE - GTMN**, julho de 2010.
- [ABRAMAN-09] ABRAMAN, **Revista Manutenção – Energia Elétrica – A manutenção em usinas hidrelétricas e termelétricas**, edição 130, dezembro de 2009.
- [ANEEL-03] **Resolução Normativa 688/2003**, Publicada no D.O. de 26.12.2003, seção 1, p. 42, v. 140, n. 251.
- [ANEEL-08] **Resolução Normativa 310/2008**, Publicada no D.O. de 09.05.2008, seção 1, p. 70, v. 145, n. 88.
- [ANEEL-09] **Resolução Homologatória 926/2009**, Publicada no D.O. de 22.12.2009, seção 1, p. 103, v. 146, n. 244.
- [ANEEL-10] <http://www.aneel.gov.br>, acesso em 01 de março de 2010.
- [CCEE-10] <http://www.ccee.org.br>, acesso em 03 de março de 2010.
- [CEMIG-08] CEMIG, **Apresentação em seminário interno**, 2008.
- [CEMIG-10] CEMIG, **Informativos Visão e Ação On Line**, 2010.
- [Coopers & Lybrand-97] Coopers & Lybrand. **Projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro**. Ministério de Minas e Energia, Rio de Janeiro, Junho de 1997.
- [Kardec-09] Pinto, A.K. e Xavier, J.N. **Manutenção: função estratégica**. Editora Qualitymark, Rio de Janeiro, 2009.
- [MME-10] <http://www.mme.gov.br>, acesso em 08 de março de 2010.
- [ONS-05] ONS, **Carta 039/300/2005 – informação de taxas de**
-

indisponibilidade forçada e programada, fevereiro de 2005.

[ONS-07] ONS, **Apresentação sobre apuração e contabilização do serviço de geração**, Uberlândia – MG, outubro de 2007.

[ONS-08] ONS, **Manual de procedimentos de operação – módulo 10 – submódulo 10.15**, março de 2008, pp. 1-33.

[ONS-10] <http://www.ons.org.br>, acesso em 15 de março de 2010.

[ONS-10a] ONS, **Relatório de avaliação do desempenho da manutenção de equipamentos – RAD 0214-2009**, junho de 2010.

APÊNDICE

Este apêndice apresenta informações complementares sobre as classificações de 'estado operativo' (tabela A.1) e 'condição operativa' (tabela A.2) apresentadas no capítulo 4.

Tabela A.1 – Estados operativos: código e descrição

Código	Descrição
LIG	Ligado como gerador.
LCS	Ligado como compensador síncrono por solicitação do ONS, para controle de tensão.
LCC	Ligado como compensador síncrono por solicitação do agente.
LCI	Ligado como compensador síncrono por solicitação do ONS, para manutenção de inércia mínima.
RDP	Operação caracterizada pela partida de uma unidade geradora termelétrica que se encontra em Reserva de Prontidão, atendendo solicitação do ONS, sendo sucedida pelo cancelamento do processo de sincronização, também por solicitação do ONS.
DEM	Desligado em emergência, manualmente para evitar risco de vida e/ou dano a equipamento, quando não há tempo hábil para comunicação prévia ao ONS.
DUR	Desligado em urgência de acordo com os prazos definidos no submódulo 6.5 dos Procedimentos de Rede do ONS.
DAU	Desligado automaticamente por atuação de sistemas de proteção.
DCO	Desligado por conveniência operativa do ONS, inclusive para testes e treinamentos determinados por este operador.
DPR	Desligado para manutenção programada de acordo com os prazos estabelecidos no submódulo 6.5 dos Procedimentos de Rede do ONS.
DPA	Desligado para ampliações, reforços e melhorias. Caracteriza-se por desligamentos em equipamentos ou instalações por solicitação do agente.
DAP	Desligamento em Aproveitamento para intervenção programada, em aproveitamento a outras intervenções não caracterizadas como de responsabilidade do Empreendimento de Geração ou interligação internacional. Essa classificação só deverá ser utilizada para eventos a partir de 01/06/2007, conforme ofício ANEEL nº 185/2006.
DCA	Desligado por necessidade do agente, devendo ser adotado para desligamentos voluntários durante testes de comissionamento ou em operação comercial quando de necessidade exclusiva do agente ou quando de indisponibilidade programada por falta de combustível para unidades geradoras termelétricas.
EOC	Entrada em operação comercial. O estado operativo EOC deve identificar o instante a partir do qual a ANEEL libera a unidade geradora ou interligação internacional para a operação comercial, seja ela nova ou tenha sido objeto de modificações que alteraram as suas características (situação prevista na Resolução ANEEL nº 433/2003).
DES	Desativado. O estado operativo DES deve identificar o instante a partir do qual uma unidade geradora ou interligação internacional passa a ser considerada desativada.

Observa-se que, para interligações internacionais, não deverão ser utilizados os estados operativos LCS, LCC, LCI e RDP.

Tabela A.2 – Condição operativa: código e descrição

Código	Descrição
NOR	A unidade geradora, usina ou interligação internacional, podendo estar ligada ou desligada, está em condições normais de produção de energia.
RPR	A unidade geradora, usina ou interligação internacional, podendo estar ligada ou desligada, está sob restrição que afeta sua produção normal de energia em função de uma causa programada.
RFO	A unidade geradora, usina ou interligação internacional, podendo estar ligada ou desligada, está sob restrição que afeta sua produção normal de energia em função de uma causa forçada, tais como emergência ou atuação de proteção.
NOT	A unidade geradora está ligada em condições normais de produção de energia, para atendimento à comprovação de disponibilidade.
TST	A unidade geradora está aguardando a comprovação de disponibilidade.

Caso a condição operativa seja classificada como RPR ou RFO, deve ser obrigatoriamente indicada a disponibilidade da unidade geradora, usina ou interligação internacional. Caso contrário, ou seja, se a condição operativa for NOR, deve-se adotar como disponibilidade a potência efetiva da unidade geradora, usina ou interligação internacional cadastrada na base de dados técnica do ONS.

Estas tabelas fazem parte do manual de procedimentos de operação do ONS, módulo 10, submódulo 10.15 e fornecem dados ao sistema SAMUG que apura os eventos de mudanças operacionais de unidades geradoras e usinas que operam sob despacho centralizado do ONS ou que estiverem em comissionamento.