

# Benchmarking para uma termelétrica que utiliza turbinas aeroderivadas, conectadas ao sistema interligado nacional

José Augusto Silva Machado<sup>(2)</sup>, IEE-USP– São Paulo, Brasil, and Maria Alice Morato Ribeiro<sup>(1)</sup> Ipen-Cnen/SP – São Paulo, Brasil

**Resumo**—Devido à falta de gás natural até 2007, a experiência brasileira na operação de termelétricas, em larga escala, ainda é recente e por isso a proposta de benchmarking é muito importante para que se tenha noção se as práticas adotadas são as melhores. Neste cenário nota-se que algumas termelétricas operam apenas nos horários de pico enquanto outras operam continuamente durante alguns dias no ano, permanecendo em reserva ativa durante meses. Deste modo a operação destas termelétricas é totalmente atípica e certamente não possuem padrão de operação similar às termelétricas que operam no resto do mundo. E por isso delas é cada vez mais exigida a garantia da alta disponibilidade e confiabilidade durante sua operação.

As termelétricas que possuem as turbinas do tipo aeroderivadas são caracterizadas para operar eficazmente no regime de complementação durante os horários de pico, visto que são bastante ágeis para entrar e sair do sistema. Assim, o objetivo deste trabalho foi propor uma filosofia de benchmarking para as termelétricas instaladas no Brasil que operam com turbinas a gás do tipo aeroderivadas, modelo LM 6000, e que estejam no sistema interligado.

Neste trabalho são apresentados os indicadores e sua importância, calculando a disponibilidade real de uma termelétrica que opera com 20 turbinas aeroderivadas modelo LM 6000, detalhando os conceitos da Norma IEEE Std 762-2006 e referenciando o banco de dados ORAP<sup>®</sup> com seus indicadores. Depois é apresentada a metodologia da coleta de dados na termelétrica e a comparação com as referências mundiais. Para a comparação com suas unidades irmãs, foi efetuado um estudo dos indicadores de desempenho conforme a norma internacional de confiabilidade e disponibilidade em unidades de geração de energia. Em seguida, foi efetuada a coleta dos dados para o cálculo dos indicadores de desempenho de uma termelétrica brasileira que opera com turbinas aeroderivadas, comparando seus indicadores com os das outras 298 turbinas semelhantes instaladas no mundo. E como conclusão são apresentadas observações e comparações importantes desta Termelétrica instalada no Sistema Elétrico Brasileiro em relação às Termelétricas semelhantes em operação pelo mundo.

**Index Terms**—reliability, availability, thermal power plant.

<sup>(1)</sup>M. A. M. Ribeiro is with IPEN-CNEN/SP – Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares – Av. Lineu Prestes, 2252 – Cidade Universitária - São Paulo, Brazil CEP 05408-000(e-mail: [mmorato@ipen.br](mailto:mmorato@ipen.br)).

<sup>(2)</sup>J.A. S. Machado is with IEE-USP - Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo – Avenida Professor Luciano Gualberto, 1289 - Cidade Universitária CEP 05508010 - Butantã - São Paulo SP(e-mail: [zeaugustovr@hotmail.com](mailto:zeaugustovr@hotmail.com)).

## I. NOMENCLATURA

<i>AF</i>	<i>Availability Factor</i>
<i>AH</i>	Horas em disponibilidade
<i>FOF</i>	Fator de desligamento forçada
<i>FOH</i>	Horas em desligamento forçado
<i>FOR</i>	Taxa de desligamento forçado
<i>GAR</i>	<i>Generating Availability Report</i>
<i>HPC</i>	Rotor de alta pressão
<i>HPT</i>	Turbina de alta pressão
<i>IEEE</i>	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
<i>LP</i>	Rotor de baixa pressão
<i>LPC</i>	Compressor de baixa pressão
<i>LPT</i>	Turbina de baixa pressão
<i>NERC</i>	<i>North American Electric Reliability Council</i>
<i>ORAP</i> <sup>®</sup>	<i>Operational Reliability Analysis Program</i>
<i>PH</i>	Horas do período
<i>SF</i>	Fator de serviço
<i>SH</i>	Horas em serviço
<i>SMF</i> '	Fator de manutenção programada
<i>SOH</i> '	Horas em serviço
<i>SIN</i>	Sistema Interligado Nacional
<i>SR</i>	Confiabilidade na partida
<i>UG</i> '	Unidades Geradoras
<i>UHE</i>	Usinas Hidroelétricas
<i>UMF</i>	Fator de manutenção não-programada
<i>UTE</i>	Usinas Termelétricas
<i>VIGV</i>	Válvula de admissão variável de ar

## II. INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro sofreu grandes modificações estruturais nos últimos anos, passando de um sistema predominantemente hidráulico para um sistema hidrotérmico. O ponto de inflexão para esta mudança foi a Crise do Apagão (1999) e a criação do Plano Prioritário de Termelétricas (PPT), em fevereiro de 2000. Como uma das formas de prevenção a novos problemas de geração de energia elétrica, o governo federal optou pela implantação de uma rede de usinas termoelétricas, movidas a gás, carvão, biomassa e óleo combustível, que não dependem do ciclo das águas.

A geração termelétrica introduziu uma flexibilidade para o sistema servindo como um seguro em épocas de secas,

complementando o sistema. Com localizações mais privilegiadas, perto dos centros de carga, proporcionaram maior segurança elétrica a todo sistema. Mas devido à falta de gás natural até o ano de 2007 as termelétricas instaladas não operavam continuamente. Assim a experiência na operação de termelétricas ainda é recente e por isso a proposta de benchmarking é muito importante para que elas tenham a noção se as práticas adotadas são as melhores.

Neste cenário, nota-se que, na maioria das vezes, a operação de uma Termelétrica acontece em momentos de restrições, energética ou elétrica, do sistema elétrico. Assim estas termelétricas não operam o ano todo, mas são chamadas a operar em todos os anos. Algumas delas operam apenas nos horários de pico com a finalidade de complementar o sistema apenas durante horas e nem sempre diariamente. Outras operam continuamente durante alguns dias no ano, permanecendo em reserva ativa durante meses, com a finalidade de complementar o sistema durante o período da seca ou operar durante o período das águas para “estocar” água dos reservatórios de hidrelétricas para enfrentar os períodos de seca. Deste modo a operação destas termelétricas é totalmente atípica e certamente não possuem padrão de operação similar às termelétricas que operam em todo o mundo.

As termelétricas que possuem as turbinas do tipo aeroderivadas são caracterizadas por operar eficazmente no regime de complementação durante os horários de pico, visto que são bastante ágeis para entrar e sair do sistema. Assim, o objetivo deste trabalho foi propor uma filosofia de benchmarking para as termelétricas instaladas no Brasil que operam com turbinas a gás do tipo aeroderivadas, modelo LM 6000, e que estejam no sistema interligado. Neste contexto é apresentada no item III a turbina a gás GE modelo LM6000, foco deste estudo, mostrando suas principais características e detalhando a operação. O princípio do benchmarking e sua importância para as termelétricas brasileiras estão no item IV.

As medidas do desempenho das unidades de geração têm sido definidas, registradas, e utilizadas pela indústria da energia elétrica nos últimos 60 anos. Estes indicadores são apresentados no item V.

A seguir no item VI é apresentada a metodologia da coleta de dados na termelétrica e a comparação com as referências mundiais. Este levantamento de indicadores foi efetuado numa termelétrica que opera em ciclo aberto, movida a gás natural, com 20 Turbinas Aeroderivadas LM 6000, ligada ao SIN - Sistema Interligado Nacional, usando o benchmarking como ferramenta para gerenciamento e avaliação das melhores práticas.

A comparação com suas unidades irmãs é apresentada no item VII.

### III. INFORMAÇÕES SOBRE TURBINAS AERODERIVADAS E SOBRE A TERMELETRICA EM ESTUDO.

Segundo a General Electric [1], o motor de Turbina a Gás, aeroderivada LM 6000, é um motor a gás estacionário derivado de família dos motores a jato CF6. A versão do

motor para aeronaves, o turbo-ventilador CF6-80C2, é usado para acionar os Boeing 747-400 e várias outras aeronaves comerciais de grande capacidade. O motor da turbina a gás LM 6000 foi introduzido em 1992, como parte do contínuo desenvolvimento de motores de turbina aeroderivadas. Assim esta turbina a gás aeroderivada foi primeiramente projetada como um motor de voo e depois reprojeta para uso industrial.

O motor de turbina a gás, LM 6000, é um motor de turbina de eixo de acionamento concêntrico de rotor duplo, capaz de acionar uma carga a partir da frente e/ou traseira do rotor de baixa pressão (LP). Os principais componentes consistem de um conjunto de aletas fixas de admissão variável (VIGV), conjunto de estrutura de admissão, um compressor de baixa pressão de 5 estágios (LPC), um compressor de alta pressão (HPC) de geometria variável de 14 estágios, um combustor anular, uma turbina de alta pressão (HPT) de 2 estágios, uma turbina de baixa pressão (LPT) de 5 estágios, um conjunto de caixa de engrenagens de acessórios e acessórios.

O rotor de baixa pressão (LP) consiste do compressor de baixa pressão (LPC) e da turbina de baixa pressão (LPT) que o aciona. O rotor de alta pressão consiste do compressor de alta pressão (HPC) de 14 estágios e da turbina de alta pressão (HPT) de 2 estágios que o aciona. O núcleo de alta pressão (HP) consiste do compressor de alta pressão (HPC), do combustor e da turbina de alta pressão (HPT). As turbinas de alta e baixa pressão acionam os compressores de alta e baixa pressão através de eixos de acionamento concêntricos.

O ar entra na turbina a gás através das aletas fixas de admissão variável (VIGVs) que o direciona para o compressor de baixa pressão (LPC). O LPC comprime o ar numa proporção aproximada de 2,4:1. O ar saindo do LPC é direcionado para dentro do compressor de alta pressão (HPC). As válvulas de derivação variáveis (VBVs) são projetadas na passagem do fluxo entre os dois compressores para regular o fluxo de ar que entra no HPC em giro baixo e potências reduzidas. Para maior controle do fluxo de ar, o HPC é equipado com aletas do estator variáveis (VSVs).

O HPC comprime o ar para uma proporção de aproximadamente 12:1, resultando em uma razão de compressão total de 30:1, relativa à pressão ambiente. A partir do HPC, o ar é direcionado para dentro da seção do combustor anular, que possui 30 queimadores, onde se mistura o combustível. Um ignitor inicialmente incendeia a mistura de combustível-ar e, quando a combustão se torna auto-sustentável, o ignitor é desligado. O gás quente resultante da combustão é direcionado para dentro da turbina de alta pressão (HPT) que aciona o compressor de alta pressão (HPC). Este gás se expande também na turbina de baixa pressão (LPT), que aciona o compressor de baixa pressão (LPC) e a carga de saída.

A Turbina LM 6000 possui um sistema de injeção de água desmineralizada pelos bocais de combustível para controlar a temperatura da chama no interior da câmara de combustão. Se a temperatura estiver muito elevada, a quantidade de emissões

de NOx aumenta ultrapassando a emissão máxima aceitável, 61 ppm. Se a temperatura da chama de combustão estiver muito baixa, as emissões de CO ficam muito elevadas. A Figura 1 mostra o esquema da turbina LM6000 da GE.

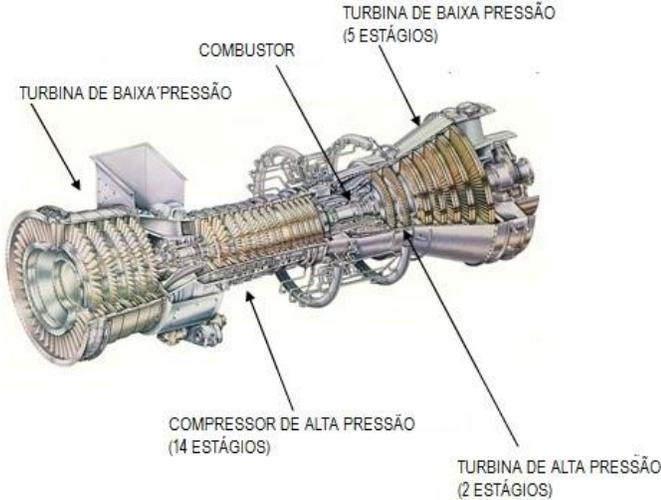


Fig. 1. Esquema da turbina aeroderivada LM6000 da GE.

A potência térmica e potência elétrica gerada pelas turbinas a gás dependem da temperatura ambiente do ar de entrada do compressor. Isso porque o aumento na temperatura ambiente faz com que a massa específica do ar se reduza, diminuindo a vazão de ar que entra e aumenta a potência consumida pelo compressor. Existem diferentes meios de se reduzir a perda de potência da turbina a gás devido o aumento de temperatura ambiente.

A termelétrica estudada possui centrais de produção de água gelada. Esta água gelada é conduzida através de serpentinas para os filtros do ar de entrada da turbina onde trocam calor com o ar ambiente. Com isso, o ar entra na turbina com temperaturas mais baixas proporcionando um aumento de potência térmica e elétrica. Nesta termelétrica para uma carga de 1MW de consumo do *chiller* adicionam-se 14 MW na potência elétrica de saída do gerador, o que proporciona um ganho muito superior ao consumo elétrico deste equipamento.

A. Configuração da termelétrica em estudo

A termelétrica em estudo possui 20 Unidades Geradoras (UG) operando em ciclo aberto, sendo que cada unidade geradora é composta por 01 Turbina a Gás GE LM6000, 01 Gerador Elétrico e 01 Transformador Elevador. O combustível utilizado é o gás natural.

A termelétrica é dividida em blocos sendo cada bloco constituído por 4 unidades geradoras, três *chillers*, um transformador auxiliar 4,8kV-480V, outro de 13,8kV-480V, e dois transformadores principais para 345kV que enviam a energia elétrica para o sistema externo, conforme esquema na Figura 2. Os transformadores auxiliares são responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica para a termelétrica na partida e para os sistemas internos da termelétrica durante sua operação normal e parada.

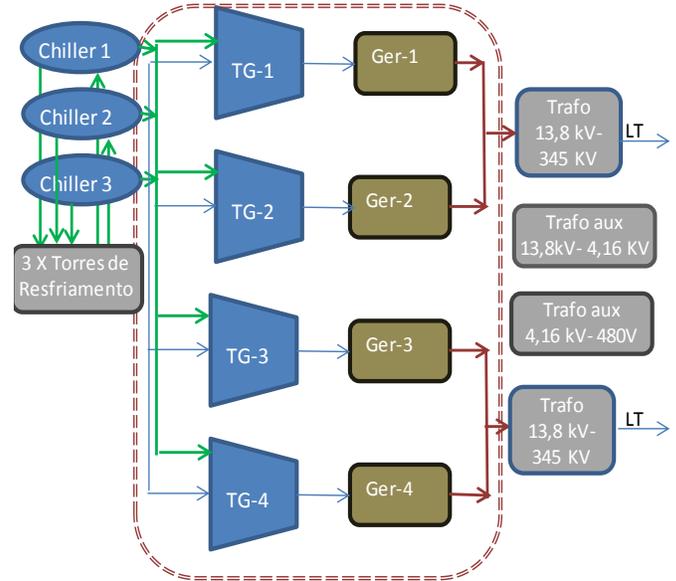


Fig. 2. Diagrama de um Bloco da termelétrica em estudo. Cada bloco é formado por 4 unidades geradoras. Obs.:Ger: Gerador, LT: Linha de Transmissão

O gás natural é recebido, tratado e aquecido eletricamente antes de se enviado para o sistema de gases de cada termelétrica. Em cada bloco existe um sistema de controle de pressão/vazão do gás natural. Vide Figura 3.

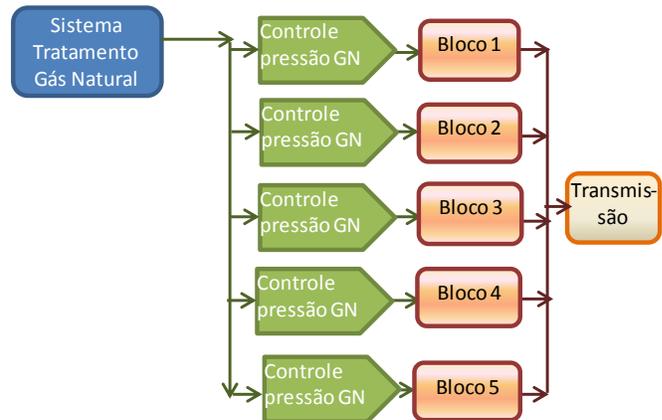


Fig. 3. Diagrama de blocos da termelétrica em estudo. A termelétrica é composta por 5 blocos e cada bloco possui 4 unidades geradoras totalizando 20 turbinas aeroderivadas.

Também existe um sistema de água desmineralizada para injeção nas turbinas a gás com a finalidade de baixar as emissões de NOx. A água desmineralizada também é utilizada nos circuitos fechados dos *chillers*.

A Tabela 1 mostra as potências geradas na usina e por turbina, nas condições normais de operação.

TABELA 1  
CAPACIDADE DE GERAÇÃO DA TERMELÉTRICA EM ESTUDO.

EQUIPAMENTO	Modelo	Potência <sup>(1)</sup> (MW)
Turbina a gás	LM6000	44,8
Total		896

#### IV. BENCHMARKING

Existem algumas razões importantes para que seja realizado o trabalho de benchmarking nesta termelétrica, são elas:

- 1) pouca experiência na atuação no sistema elétrico e na operação e manutenção de turbinas a gás de grande porte;
- 2) buscar sempre o melhor desempenho e melhoria constante nos processos da termelétrica;
- 3) realizar uma avaliação objetiva dos pontos fortes e fracos dos processos e das funções;
- 4) estimular o desenvolvimento de novas ideias e métodos de trabalho;
- 5) buscar a competitividade.

O Benchmarking pode ser definido como sendo um processo pelo qual uma organização compara de modo contínuo seus processos e produtos com os das melhores organizações que desempenham as mesmas funções ou funções similares. O objetivo é se igualar e superar os melhores do mercado aprendendo práticas que já alcançaram a excelência e melhorando-as, principalmente nas áreas de qualidade, confiabilidade do produto, custo e satisfação dos clientes. Assim destaca Camp [2] quando define benchmarking como “processo de pesquisa coerente à procura de novas ideias, métodos, práticas, processos a fim de adotar as práticas ou adaptar os bons aspectos e implantá-las para se tornar o melhor dos melhores.” O benchmarking é um processo de aprendizado contínuo não somente com os concorrentes mais fortes e diretos, mas também, com qualquer organização cujas práticas visam alcançar a excelência. O benchmarking é mais bem compreendido como um processo empresarial, cuja intenção é comparar-se com os melhores referenciais.

O sucesso de um projeto de benchmarking depende do total envolvimento da alta gerência, dando o suporte e fornecendo os recursos necessários para sua implantação e seu desenvolvimento; de uma mudança cultural na organização, que deve reconhecer que pode aprender com terceiros; e da disponibilidade de informações sobre o objeto a ser estudado, fator este que pode ser dificultado quando se realiza o benchmarking competitivo.

De um modo genérico todos os processos de benchmarking se resumem em cinco etapas básicas:

1. Determinar do que fazer benchmarking;
2. Identificar parceiros;
3. Coletar e analisar dados;
4. Estabelecer metas;
5. Implantar ações e monitorar resultados.

No presente trabalho determinou-se que o benchmarking se restringirá à operação e manutenção sem ainda considerar os custos, o que será efetuado em estudo posterior.

Como será utilizado o banco de dados ORAP® (*Operational Reliability Analysis Program*), conforme explicado nos itens V e VI, os parceiros são as unidades irmãs identificadas pelo ORAP®.

A coleta dos dados foi efetuada conforme o preconizado na norma IEE Std 762 sendo apresentada no item VI. A análise dos dados é apresentada no item VII.

O estabelecimento de metas e as ações para monitorar os

resultados são apresentadas nas conclusões (item VII).

#### V. INDICADORES

No Benchmarking são utilizados indicadores de desempenho, que são informações sobre determinadas variáveis, as quais possuem como base o foco do negócio e os aspectos que poderão trazer o desempenho desejado. Desta forma, podem-se estabelecer alguns critérios para definição de indicadores: eles devem estar baseados nos requisitos dos clientes, devem ter importância para o negócio, ter integração com a estratégia, devem ser quantificáveis, ter simplicidade e clareza, ser específicos, ter facilidade para medição, ter disponibilidade, ter facilidade de se comparar e ter baixo custo para implantação.

Então o IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*) desenvolveu a norma IEEE<sup>TM</sup> Std 762 em 1987, baseada nos esforços iniciados em 1980, com a finalidade de fornecer a terminologia e os indicadores para o uso nos bancos de dados existentes ou nos sistemas futuros. Em 2006 foi emitida uma revisão [3] cujo foco principal foi a medida de desempenho usada no mercado competidor.

Os indicadores operacionais e de confiabilidade das termelétricas escolhidos para uso no presente estudo para avaliar as termelétricas foram baseados na IEEE Std 762-2006[3] e são listados a seguir:

- Disponibilidade,
- Confiabilidade,
- Fator de Serviço,
- Horas de Serviço por Partida,
- Confiabilidade na Partida,
- Fator de Manutenção programada,
- Fator de Manutenção não programada, e
- Fator de desligamento forçado das Turbinas a Gás Aeroderivadas, modelo LM 6000.

Para que se compreenda o sentido de cada um destes indicadores é necessário que se faça uma interpretação correta dos estados de uma unidade geradora. Para isso é preciso compreender como o tempo gasto pela unidade nos seus vários estados, o que é apresentado no diagrama da Figura 4.

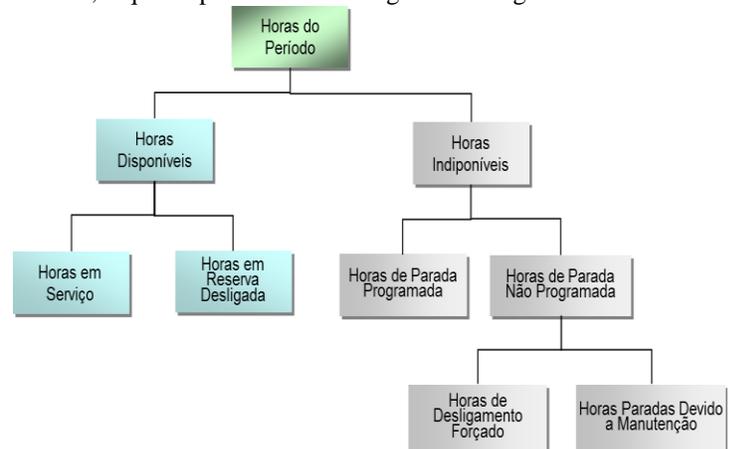


Fig. 4. Designações de tempos nos estados da unidade [6].

Na Tabela 2 são apresentados os significados das

classificações dos tempos e datas, com suas respectivas explicações que constam na Norma IEEE Std 762 -2006. A partir das definições apresentadas calculam-se os indicadores que são utilizados neste trabalho e cujas definições são fornecidas a seguir.

TABELA 2  
DEFINIÇÕES DOS TEMPOS EM DETERMINADOS ESTADOS [16]

PERÍODO	Modelo
Horas do Período (Period Hours) PH	O número de horas em que a unidade permanece em estado ativa
Horas Disponíveis (Available Hours) (AH)	O número de horas que uma unidade esteve disponível. As horas disponíveis resultam da soma das horas em serviço e das horas em parada disponível.
Horas em Serviço (Service Hours) SH	O número de horas que uma unidade estaria em serviço (a unidade opera sincronizada ao sistema).
Horas em Reserva Desligada (Reserve Shutdown Hours) RSH	O número de horas em que a unidade esteve em estado de reserva desligada.
Horas Indisponíveis (Unavailable Hours) (UH)	O número de horas que uma unidade está indisponível. Horas indisponíveis são a soma das horas de interrupção programada e horas de interrupção não programadas, ou a soma das horas de interrupção programadas, horas de interrupção forçada, e horas de interrupção para manutenção.
Horas de Parada Programada (Planned outage Hours) (POH)	O número de horas em que o equipamento estava no estado de incapacidade básica ou estendida.
Horas de Parada Não Programada (Unplanned Outage Hours) UOH	O número de horas que a unidade estaria em uma interrupção não programada Classe 0,1,2,3 e 4. Ou seja, qualquer intervalo de tempo em que ocorra qualquer tipo de desligamento não programado.
Horas de Desligamento Não-Programado Forçado (Forced Outage Hours) FOH	O número de horas que a unidade estaria em uma interrupção não programada Classe 0,1,2, e 3. Ou seja, qualquer intervalo de tempo em que ocorra qualquer tipo de desligamento não programado, exceto o desligamento de Manutenção.
Horas de Desligamento Não-Programado Devido a Manutenção (Maintenance Outage Hours) MOH	O número de horas que a unidade esteve parada por manutenção.

#### A. Definições dos indicadores utilizados

Os indicadores apresentados a seguir são aplicáveis a uma unidade geradora.

O Fator de Disponibilidade (%) (*Availability Factor - AF*) é o fator que calcula a fração de tempo no qual o equipamento está disponível conforme mostrado na eq. (1).

$$Availability = \left( 1 - \left( \frac{FOH + SOH}{PH} \right) \right) * 100 \quad (1)$$

onde *SOH* = Horas em serviço

O Fator de Horas de Desligamento Não-Programado Forçado (%) (*Forced Outage Factor - FOF*) é o fator que calcula a fração que o tempo que a unidade está em uma interrupção não programada Classe 0, 1, 2, e 3, dentro das horas totais, eq. (2). Para maiores detalhes vide ref.[3].

$$FOF = \left( \frac{FOH}{PH} \right) * 100 \quad (2)$$

O Fator de Manutenção Programada (%) (*Scheduled Maintenance Factor - SMF*) é o fator que calcula a fração de tempo que a unidade está parada para manutenção programada dentro das horas totais, eq. (3).

$$SMF = \left( \frac{POH}{PH} \right) * 100 \quad (3)$$

O Fator de Manutenção Não - Programada (%) (*Unscheduled Maintenance Factor - UMF*) é o fator que calcula a fração de tempo que a unidade está sendo desligada para uma parada não-programada para manutenção, dentro das horas totais, eq. (4).

$$UMF = \left( \frac{MOH}{PH} \right) * 100 \quad (4)$$

Na operação da termelétrica em estudo não se efetua diferenciação entre desligamento não-programado para manutenção (MOH) e desligamento forçado. Assim os valores de horas para desligamento não-programado (MOH) e das horas de desligamento não-programado forçado (FOH) são os mesmos. Com isso, os indicadores FOH e UMF também ficam iguais.

O Fator de Serviço (%) (*Service Factor - SF*) é o fator que calcula a fração de tempo que a unidade está em operação (a unidade opera sincronizada ao sistema), dentro das horas totais, eq. (7).

$$SF = \left( \frac{SH}{PH} \right) * 100 \quad (5)$$

Confiabilidade da Partida (%) (*Starting Reliability - SR*) é o fator que calcula a fração do número de partidas com sucesso pelo número de tentativas de partidas, eq. (6).

$$SR = \left( \frac{\text{Número de Partidas com Sucesso}}{\text{Número de Tentativas de Partidas}} \right) * 100 \quad (6)$$

O indicador Horas de Serviço por Partida (Horas) (*Service Hours per Start - SH/Start*) mostra o tempo médio de operação por partida da máquina, eq. (7).

$$\frac{SH}{Start} = \left( \frac{SH}{\text{Número de Partidas com Sucesso}} \right) \quad (7)$$

Quando a termelétrica possui mais de uma unidade geradora os indicadores são definidos de modo a englobar todas as unidades geradoras. Assim, a título de exemplo, é apresentada a equação (8) do fator de serviço para uma termelétrica com *n* unidades geradoras.

$$SF = \left( \frac{\sum_{i=1}^n SH_i}{\sum_{i=1}^n PH_i} \right) * 100 \quad (8)$$

#### B. A influência das paradas para grandes manutenções na Disponibilidade de uma termelétrica

Os principais fatores que influenciam a disponibilidade, conforme explicitados nos cálculos do item anterior são: as falhas no sistema e as paradas planejadas.

A seguir discutiremos a influência das manutenções na disponibilidade da termelétrica, pois a disponibilidade aumenta com a diminuição de falhas e por isso os fabricantes utilizam a manutenção preventiva, reunindo um conjunto e atividades de manutenção que são efetuadas periodicamente. Então deve existir um balanceamento entre os intervalos e duração das manutenções, de modo que não ocorram falhas devido à falta de manutenção, mas as manutenções também não devem obrigar a paradas longas e frequentes, que diminuam a disponibilidade da termelétrica.

As turbinas aeroderivadas com sua característica de peso relativamente menor que as turbinas *heavy duty*, apresentam a vantagem de permitir uma remoção mais rápida e, portanto as paradas para a revisão geral, *overhaul*, podem ter sua duração diminuída. Isto porque a turbina aeroderivada não precisa necessariamente ter sua revisão geral realizada no próprio local, mas pode ser removida para uma oficina e ser substituída, voltando a operar muito mais rapidamente no seu local uma turbina substituta.

Com a diminuição da duração da parada de *overhaul* pode-se aumentar a disponibilidade, considerando a taxa de falhas do sistema constante.

A seguir efetuou-se o cálculo teórico do indicador de disponibilidade da termelétrica em estudo considerando a variação no tempo do *overhaul*.

O objetivo do cálculo do indicador de disponibilidade foi estimar a frequência média anual de interrupção considerando a capacidade de geração de energia elétrica da termelétrica no intervalo entre 80-100% da capacidade nominal da referida UTE, para diferentes períodos de paradas para manutenção das turbinas a gás natural.

As paradas para manutenção das turbinas a gás natural é que regem todas as paradas para manutenção de termelétricas operando em ciclo aberto, visto que os intervalos de paradas destes equipamentos são muito maiores que os dos outros equipamentos. Assim estes outros equipamentos têm sua manutenção efetuada durante a parada das turbinas a gás natural.

No caso da termelétrica em estudo as turbinas aeroderivadas são removidas para que sua manutenção seja efetuada nas oficinas de manutenção devido ao fato de possuírem turbinas reservas (4 unidades). A Tabela 3 mostra as potências geradas na usina e por turbina, nas condições normais de operação.

TABELA 3  
POTÊNCIA DOS EQUIPAMENTOS CONSIDERADA NO ESTUDO.

Equipamento	Modelo	Potência (MW)
Turbina a Gás	LM6000	44,8
Total		896

Os sistemas foram considerados conforme [4] incluindo o sistema elétrico interno, externo, ar comprimido, gás natural e água desmineralizada. Os dados de confiabilidade dos diversos equipamentos foram obtidos a partir de várias bases de dados de confiabilidade, tais como: IEEE Std 493-2007 [5], Oreda

[6], EPRI [7] e NERC [8].

O intervalo entre manutenções foi obtido partir dos dados reais da termelétrica em estudo. O intervalo e duração das manutenções das turbinas tipo LM6000 são os mostrados na Tabela 4.

TABELA 4  
INTERVALO E DURAÇÃO DOS VÁRIOS TIPOS DE MANUTENÇÃO COM 04 TURBINAS.

Tipo de Manutenção	Intervalo entre manutenções	Duração da Manutenção
<i>Overhaul</i>	50.000h	12 dias
<i>Mid-life</i>	25.000h	12dias
<i>Semi-Annual</i>	4.000h	7dias

Note-se que a interrupção da operação das turbinas para a manutenção é bem menor que o normal porque a termelétrica em estudo possui 4 turbinas reservas.

Assim, utilizando os mesmos procedimentos que no estudo [4] efetuamos os cálculos de disponibilidade para os seguintes casos:

- 1) Caso A – Considerando que não existissem turbinas reservas. Então as turbinas ficariam indisponíveis durante todo o tempo de manutenção efetuado pela Oficina de Turbomáquinas. Duração das manutenções conforme Tabela 5.

TABELA 5  
INTERVALO E DURAÇÃO DOS VÁRIOS TIPOS DE MANUTENÇÃO SEM TURBINAS RESERVAS.

Tipo de Manutenção	Intervalo entre manutenções	Duração da Manutenção
<i>Overhaul</i>	50.000h	70-90 dias
<i>Mid-life</i>	25.000h	55-65dias
<i>Semi-Annual</i>	4.000h	5- 7dias

- 2) Caso B – Considerando os prazos atuais de remoção das turbinas (12 dias). Duração das manutenções conforme Tabela 6.

- 3) Caso C – Considerando a possibilidade de melhoria nos prazos atuais de remoção com diminuição do prazo de remoção para 11 dias. Duração das manutenções considerando 1 dia a menos para todas as durações da manutenção. Assim o *Overhaul* teria a duração de 11 dias bem como a *Mid-life*. E a *Semi-Annual* teria duração de 06 dias.

Foi efetuada a análise por Diagramas de Blocos de Confiabilidade (DBC), considerando o ciclo operacional de 06 anos (intervalo que contempla as paradas para manutenção completa - *overhauls* - da turbina a gás). O resultado é o gráfico apresentado na Figura 5 de % da Capacidade Disponível vs Disponibilidade. Note-se que o cálculo da disponibilidade em função da % da capacidade disponível considera a possibilidade da termelétrica estar disponível, mas não com sua capacidade nominal. Assim por exemplo a capacidade de 95% equivale à 19 turbinas disponíveis e uma parada.

Observa-se no gráfico da Figura 5 que o aumento da disponibilidade da termelétrica em estudo, em relação aos valores de disponibilidade, caso as manutenções fossem todas efetuadas no local, é função do projeto aeroderivativo das turbinas, o qual permite uma remoção rápida das mesmas e sua substituição. É importante notar que a manutenção continua a ser efetuada na oficina de turbomáquinas e simultaneamente a posição da qual a turbina foi removida continua a operar com a máquina reserva. Isto também só é possível porque a termelétrica possui 04 turbinas reservas.

O software utilizado para cálculo da disponibilidade foi o *Blocksim* versão 07 da *Reliasoft* (2007) [09]. O *Blocksim* oferece uma interface gráfica que permite a modelagem desde sistemas simples até os mais complexos utilizando a metodologia de

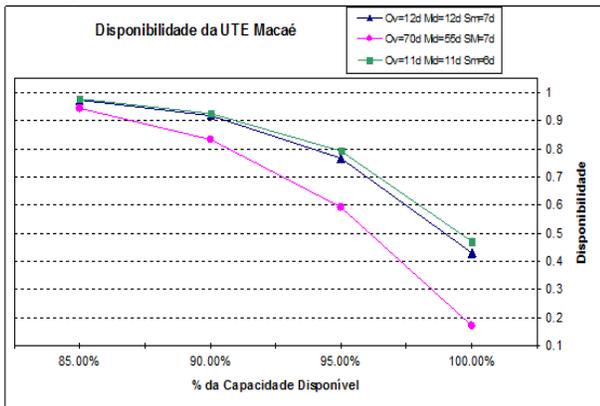


Fig. 5. – Disponibilidade da termelétrica em estudo em função do tempo de duração das diversas manutenções e em função da capacidade disponível. Fonte: *Blocksim*.

Diagrama de Blocos de Confiabilidade e Árvore de Falhas. O software calcula a confiabilidade do sistema e a alocação ótima da confiabilidade por meio de cálculos algébricos. O *BlockSim* fornece também um simulador de eventos discretos para analisar a confiabilidade, manutenibilidade, disponibilidade, capacidade máxima, custo do ciclo de vida e outras análises relacionadas.

A seguir, na Tabela 6, seguem as metas possíveis de serem atingidas, de acordo com a capacidade de geração, pela termelétrica em estudo.

TABELA 6

DISPONIBILIDADE DA UTE MÁRIO LAGO EM FUNÇÃO DO TEMPO DE DURAÇÃO DAS DIVERSAS MANUTENÇÕES E EM FUNÇÃO DA CAPACIDADE DISPONÍVEL.

Disponibilidade			
Capacidade	Overhaul=12d	Overhaul=11d	Overhaul= 70d
Disponível	Mid-life=12d	Mid-life=11d	Mid-life=55d
(%)	Semi-Annual=7d	Semi-Annual=6d	Semi-Annual=7d
100	0.4292	0.4708	0.1700
95	0.7650	0.7916	0.5930
90	0.9156	0.9255	0.8302
85	0.9730	0.9747	0.9419

C. BANCO DE DADOS: O ORAP®: Operational Reliability Analysis Program

O Programa de Análise de Confiabilidade Operacional (ORAP®) foi criado pela Divisão de Turbinas a Gás da General Electric em meados da década de 1970. Surgiu porque seu suporte ao cliente e engenharia precisavam de uma forma contínua de realimentação dos dados de campo, onde suas máquinas estavam instaladas, para poderem validar as alterações de seus projeto de engenharia visando a melhoria da confiabilidade de seus produtos.

Em 1987, o ORAP® foi transferido da *GE Power Generation* para a *SPS (Strategic Power System Inc®)* para manter e continuar com o foco na troca de informações e retorno de informações de campo. O ORAP® é um serviço de “benchmarking” e análise que fornece uma análise métrica em profundidade da planta, sua operação e manutenção. Adicionalmente ainda fornece uma comparação direta com as unidades usuárias do ORAP® que são parecidas (irmãs) com a planta usuária. Esta comparação fornece os fatores de desligamento forçado, a disponibilidade, confiabilidade, entre outros.

O sistema de informação ORAP® converte os dados coletados de entrada em índices de desempenho de confiabilidade, disponibilidade e manutenibilidade (RAM), tais como: Fator de Disponibilidade, Fator de Confiabilidade, Fator de Horas de Desligamento Não-Programado Forçado, Fator de Manutenção Programada, Fator de Manutenção Não - Programada, Fator de Serviço, Confiabilidade da Partida, Carga Média, Horas de Serviço por Partida e outros. Na Figura 6 é mostrado um esquema de como ocorre o fluxo de dados no ORAP®.

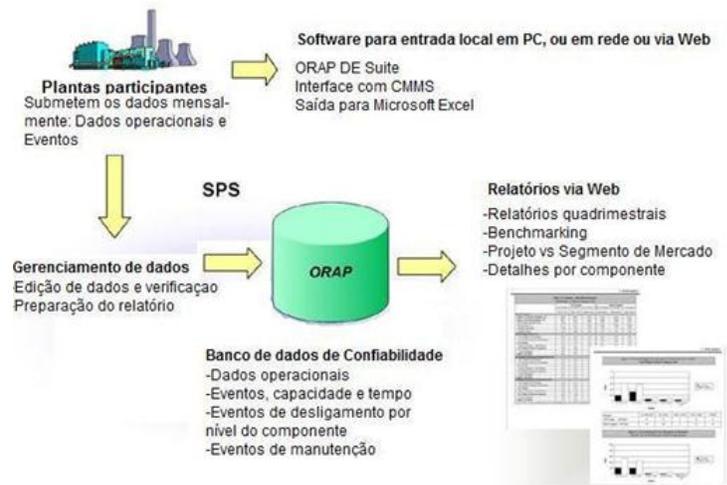


Fig. 6. – Esquema de como é o fluxo de dados no ORAP®.

Neste banco de dados encontram-se informações históricas sobre um grande número de turbinas, funcionando em instalações localizadas ao redor do mundo. Estas informações representam uma importante ferramenta para a realização do benchmarking na termelétrica em estudo. Assim,

neste trabalho foram coletados os dados referentes às termelétricas que operam com turbinas aeroderivadas, LM 6000, da General Electric.

É importante salientar que os dados da termelétrica em estudo só foram enviados para o ORAP<sup>®</sup> a partir de Junho de 2010. A termelétrica recebeu então um relatório de avaliação comparativa trimestral, que fornece dados de confiabilidade, disponibilidade e manutenibilidade de plantas irmãs pelo mundo. Este relatório estatístico permite que seja avaliado o desempenho da termelétrica em estudo em relação às outras unidades semelhantes no mundo.

#### D. Indicador de Disponibilidade de água

A água disponibilizada para a operação da termelétrica é captada no rio Macaé que por sua vez passa por um processo de clarificação, sendo posteriormente, já água limpa, encaminhada para o tanque de água clarificada, onde é estocada. O Sistema de Água de Serviço processa a água proveniente do tanque de água clarificada, passando-a através do sistema de filtragem. Após a filtragem, a água é armazenada em dois tanques de água de serviço, que abastecem os seguintes equipamentos e sistemas:

1. sistema de desmineralização;
2. sistema de combate a incêndios;
3. torres de resfriamento (reposição ou “make-up”);
4. chuveiros e lava-olhos de emergência;
5. gerador diesel de emergência;
6. tanque de expansão do sistema de refrigeração (*chiller*).

Podemos verificar que a água é um dos principais insumos para a produção de energia elétrica em uma termelétrica devido a sua utilização em vários de seus sistemas. A água se torna mais importante para termelétricas que possuem turbinas a gás que necessitam da injeção de água em sua câmara de combustão para redução da emissão de NO<sub>x</sub>, como é o caso da termelétrica em estudo. No caso de geração máxima, 896 MWh, somente este processo consome aproximadamente 3.200 m<sup>3</sup> de água desmineralizada por dia.

Para o monitoramento do consumo de água, a UTE elaborou um indicador mensal que calcula a fração do volume de água captada no rio Macaé, em m<sup>3</sup>, pela quantidade de energia gerada na Termelétrica que está em um valor médio mensal de 0,263 m<sup>3</sup> / MWh ( 169.632 m<sup>3</sup> / 645.000 MWh ).

Este indicador foi inserido no artigo para mostrar a importância de monitorar e se controlar esta quantidade expressiva de água consumida por uma termelétrica, pois não encontramos no banco de dados do ORAP<sup>®</sup> um indicador para realização do benchmarking. Este indicador já é utilizado como indicador ambiental [10,11], mas principalmente porque caso o nível do rio de onde a água é captada baixe então pode inclusive ocorrer a inviabilização da operação da termelétrica. Isto ocorre com várias outras termelétricas no Brasil e por isso a sugestão de se efetuar uma comparação dos indicadores é importante. Deixamos aqui a sugestão da importância da monitoração e a comparação deste indicador com outras termelétricas aqui no Brasil e no mundo.

## VI. METODOLOGIA E COLETA DE DADOS

A metodologia de coleta de dados para cálculo dos indicadores foi efetuada baseando-se na IEEE Std 762 -2006, conforme explicado no item V.

Em março de 2009 iniciou-se a coleta de dados necessários para o cálculo dos indicadores desempenho definidos anteriormente. A coleta foi então efetuada durante todo o ano de 2009 até junho de 2010 quando este trabalho foi terminado. A Usina possui 20 Unidades Geradoras (UG) sendo que cada uma composta por 01 Turbina a Gás, 01 Gerador Elétrico e 01 Transformador Elevador.

Foram coletados todos os valores de horas de serviço (SH), horas em reserva ativa (RSH), horas de manutenção programada (POH), horas de parada forçada (FOH), horas do período (PH), tentativas de partida, sucesso nas partidas e geração bruta. A partir destes dados foi possível calcular os indicadores: a disponibilidade (AF), o fator de Horas de Desligamento Não-Programado Forçado (%) ( *FOF* ), Horas de Serviço por Partida (Horas) ( *SH/Start* ), o fator de Serviço (%) ( *SF* ), o fator de Manutenção Não - Programada (%) ( *UMF* ) e a confiabilidade da Partida (%) ( *SR* ). Um exemplo de como os indicadores foram calculados mensalmente é mostrado na Tabela 7 para o mês de fevereiro de 2010.

TABELA 7  
INDICADORES CALCULADOS PARA AS DIVERSAS UNIDADES GERADORAS (UG) A PARTIR DOS DADOS DE FEVEREIRO DE 2010.

UG	AF (%)	RF (%)	FOF (%)	UMF (%)	SMF (%)	SF (%)	SH/Start (horas)	Carga Média (MW)	SR (%)
UG1	100,00	100,00	0,00	0,00	0,00	10,68	5,52	41,12	100,00
UG2	100,00	100,00	0,00	0,00	0,00	10,80	6,60	42,85	91,67
UG3	99,71	99,71	0,29	0,29	0,00	9,44	4,53	41,85	93,33
UG4	100,00	100,00	0,00	0,00	0,00	10,58	5,47	42,15	92,86
UG5	98,88	99,63	0,37	0,37	0,74	9,61	5,87	42,37	84,62
UG6	100,00	100,00	0,00	0,00	0,00	10,45	5,85	44,62	100,00
UG7	99,93	99,93	0,07	0,07	0,00	10,25	5,74	42,73	92,31
UG8	100,00	100,00	0,00	0,00	0,00	8,75	4,90	43,78	100,00
UG9	100,00	100,00	0,00	0,00	0,00	11,93	6,17	46,16	100,00
UG10	100,00	100,00	0,00	0,00	0,00	11,50	5,95	44,01	100,00
UG11	99,58	99,58	0,42	0,42	0,00	9,29	5,68	45,83	91,67
UG12	77,92	77,92	22,08	22,08	0,00	6,39	4,29	42,41	47,62
UG13	100,00	100,00	0,00	0,00	0,00	9,13	5,11	42,51	100,00
UG14	100,00	100,00	0,00	0,00	0,00	8,59	4,81	43,07	100,00
UG15	100,00	100,00	0,00	0,00	0,00	9,96	5,58	43,38	100,00
UG16	99,99	99,99	0,01	0,01	0,00	8,44	4,36	42,35	92,86
UG17	100,00	100,00	0,00	0,00	0,00	11,25	5,82	43,06	92,86
UG18	100,00	100,00	0,00	0,00	0,00	10,54	4,72	45,59	100,00
UG19	100,00	100,00	0,00	0,00	0,00	11,88	5,32	45,12	100,00
UG20	94,06	94,06	5,94	5,94	0,00	9,29	4,46	42,59	82,35
<b>Total</b>	<b>98,50</b>	<b>98,54</b>	<b>1,46</b>	<b>1,46</b>	<b>0,04</b>	<b>9,94</b>	<b>5,34</b>	<b>43,38</b>	<b>93,11</b>

Nota: AF - Availability Factor; RF - Reliability Factor; FOF - Forced Outage Factor; UMF - Unscheduled Maintenance Factor; SMF - Scheduled Maintenance Factor; SF - Service Factor; SH/Start - Service Hours per Start; SR - Starting Reliability.

## VII. COMPARAÇÃO COM DADOS DE UNIDADES IRMÃS

A seguir são apresentadas as comparações entre os

indicadores da termelétrica em estudo e os das termelétricas similares (irmãs) que são 298, escolhidas dentro do bando de dados do ORAP®.

Na Figura 7 é apresentado o indicador disponibilidade, tempo em horas no qual a UTE está no estado disponível, sendo que o da termelétrica em estudo, no ano de 2009 ficou somente 0,31% abaixo das outras irmãs pelo mundo e que em 2010, exceto Janeiro, superou suas irmãs no mundo.

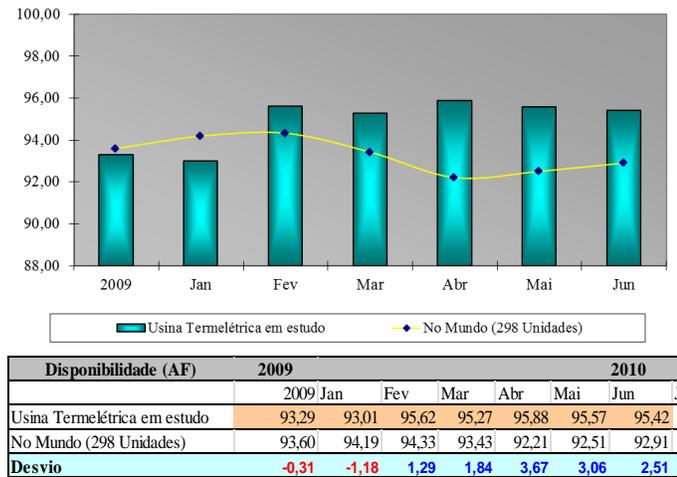


Fig. 7. – Benchmarking da disponibilidade da termelétrica em estudo comparadas com as irmãs (298 unidades).

O indicador fator de serviço exprime o tempo em que a unidade está em operação em relação às horas do período (totais). Na Figura 8, nota-se que a termelétrica em estudo, em 2009, o fator de serviço ficou 30,70% abaixo do valor do tempo de operação de suas irmãs e que, em 2010, está ocorrendo um aumento gradativo da sua operação. Mas mesmo assim, estamos 22,28 % abaixo do regime de operação das suas turbinas semelhantes no mundo, em janeiro.

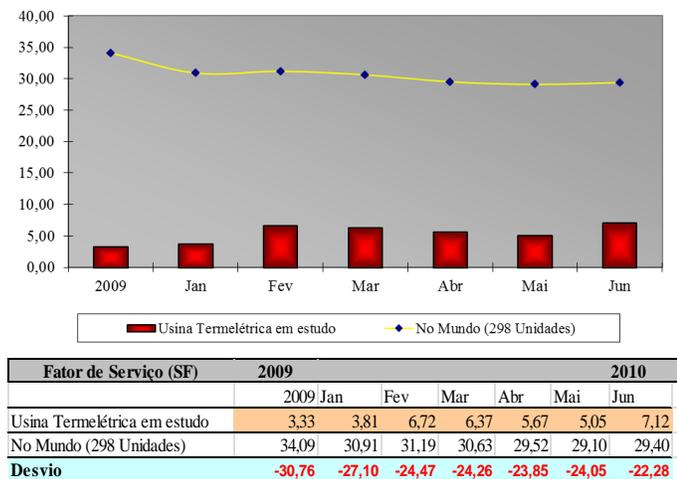


Fig. 8. – Benchmarking do fator de serviço da termelétrica em estudo comparadas com as irmãs (298 unidades).

Ocorreu um aumento de 113,8 % do seu fator de serviço em relação a 2009.

O indicador horas de serviço na partida mostra o tempo médio de operação por partida de uma turbina LM 6000. Verificamos na Figura 9, que em 2009, uma LM 6000, na

termelétrica em estudo operou em média 4,08 horas. Enquanto que no mundo este mesmo equipamento operou em 27,10 horas. Até junho de 2010, em relação a 2009, ocorreu um aumento de 105,7% no tempo médio de operação desta máquina. Mas mesmo assim, ainda estamos bem abaixo da média mundial.

Este regime de operação, na termelétrica em estudo, mostra a ocorrência de um elevado número de partidas que nossas Turbinas estão se submetendo. Isto já coloca um regime de alerta para a operação da termelétrica, pois os grandes esforços mecânicos, tais como, desgastes, fadigas e vibrações ocorrem justamente na partida e na parada destas máquinas.

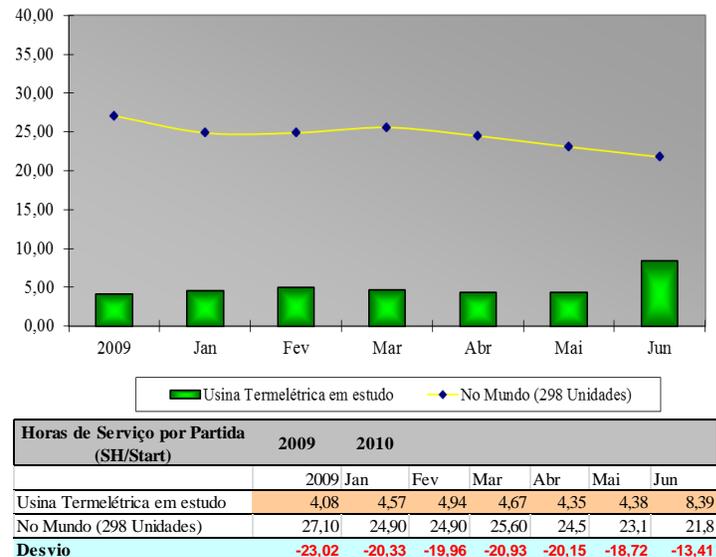
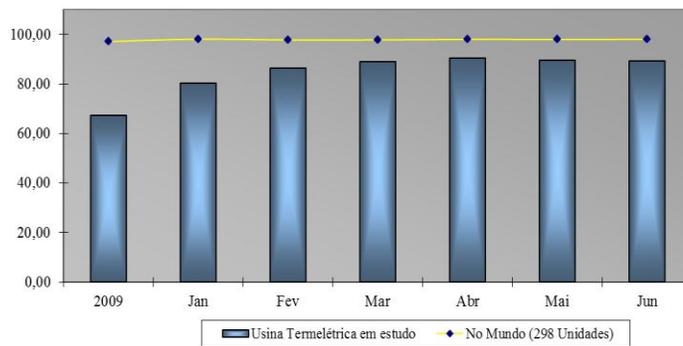


Fig. 9. – Benchmarking das Horas de Serviço por partida da termelétrica em estudo comparadas com as irmãs (298 unidades).

Pelo indicador Confiabilidade na partida observa-se o número de partidas com sucesso pelo número de tentativas de partidas. Nota-se na Figura 10, que em 2009, a confiabilidade na partida de uma LM 6000 na termelétrica em estudo ficou quase 30% abaixo de suas referências mundiais. No ano de 2010, nosso melhor patamar foi em Junho ficando 8,67% abaixo da média. Este indicador é altamente influenciado pelo indicador de Horas de Serviço por Partida, no qual verificamos que está ocorrendo um elevado número de partidas na termelétrica, em relação as suas referências mundiais. Esta situação se agrava no Brasil, pois a termelétrica em estudo está operando para complementação da ponta da carga, ou seja, ocorrem muitas solicitações de partida e parada das UGs devido à variação de carga do SIN (Sistema Interligado Nacional). Como exemplo, podemos citar o dia 22 de fevereiro de 2010, primeira segunda-feira após o término do horário de verão. Neste dia, estávamos em operação com as 20 UGs e às 17h29min, pela programação do ONS, já tínhamos desligado 14 UGs, e logo em seguida, às 18h00 o ONS pediu que entrássemos em operação com as 14 UGs novamente.



Confiabilidade da Partida (SR)	2009							2010						
	2009	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	2010	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Usina Termelétrica em estudo	67,43	80,38	86,42	89,14	90,49	89,73	89,39							
No Mundo (298 Unidades)	97,15	98,12	97,80	97,83	98,04	98,01	98,06							
Desvio	-29,72	-17,74	-11,38	-8,69	-7,55	-8,28	-8,67							

Fig. 10. – Benchmarking da Confiabilidade na partida da termelétrica em estudo comparadas com as irmãs (298 unidades).

Outra análise realizada foi se o tempo que a termelétrica ficou parada, devido à falta de gás natural entre os anos 2001 e 2008, afetou na habilidade dos operadores na partida das UGs. Identificamos alguns casos pontuais, mas em 95% dos casos de insucesso de partida ocorreu por falha do equipamento.

Neste indicador, a UTE demonstra que, em relação a 2009, tivemos um crescimento de 32,60%. Saindo de um patamar de 67,43% para 89,39% aumentando significativamente a confiabilidade de partida das máquinas. Mas ainda 8,67% abaixo do seu benchmarking mundial.

No caso do Brasil este indicador sofre grande influência devido ao modo de operação das Termelétricas, ou seja, se a UTE não opera, o número de horas que ela ficará disponível será muito maior por estar parada. Termelétrica parada não tem Parada Forçada e nem Parada Programada para Manutenção e isto ajuda a aumentar a sua disponibilidade. Mas este não foi o caso da UTE Mário Lago, pois como veremos mais a frente seu regime de operação está muito superior a do ano de 2009.

De Junho 2010, em relação ao ano de 2009, as outras turbinas caíram 0,7% em sua disponibilidade. Enquanto que na UTE Mário Lago houve um aumento de 2,3% de sua disponibilidade, o que corresponde um aumento de energia comercializável de aproximadamente de R\$ 38 milhões no ano

## VIII. CONCLUSÕES

É importante salientar a importância do benchmarking na operação das termelétricas brasileiras, pois elas possuem condições operacionais totalmente diferentes das termelétricas no mundo e o trabalho conclui também que é importante que, no futuro, seja possível que se efetue uma comparação entre as várias termelétricas brasileiras irmãs. Para isso é necessário que se instale em cada termelétrica um sistema simples e eficiente que contabilize os principais indicadores de operação e manutenção, previstos pela norma IEEE Std 762-2006, pois só assim será possível que se possa efetuar um benchmarking

entre termelétricas brasileiras, bem como entre as brasileiras com os dados de termelétricas mundiais.

Após o benchmarking a termelétrica poderá avaliar as suas práticas de operação e manutenção para melhorá-las e aumentar seus indicadores de confiabilidade e disponibilidade.

Estamos vivendo uma época em que as Usinas Termelétricas estão sendo despachadas em carga plena, elevando assim, o grau de importância de sua geração de energia para o Sistema Elétrico Nacional.

Nesta monografia conseguimos observar, com a ajuda da filosofia do benchmarking, que os regimes de operação de uma Termelétrica no Brasil ainda estão completamente distorcidos do que se pratica no mundo, fator de serviço, e ainda não conseguimos mensurar se esta operação afetará, ou não, na vida útil dos equipamentos. Esta operação afeta diretamente nos dados de confiabilidade e disponibilidade da Termelétrica, pois estes indicadores estão diretamente relacionados ao funcionamento das unidades geradoras. Em 2010 como a UTE foi acionada mais vezes a operar e seu tempo de operação, horas de serviço por partida, foram maiores, podemos notar uma nítida evolução na confiabilidade da Termelétrica devido a operação mais prolongada de suas máquinas.

O Benchmarking do indicador de Confiabilidade de Partida foi nosso grande ganho porque era considerado normal, na Termelétrica, o grande número de falhas na partida das máquinas. Mas o indicador benchmarking nos mostrou que em 2009 a UTE Mário Lago estava aproximadamente 30% abaixo do padrão mundial e isso afeta diretamente na receita do despacho, quando a operação se inicia após a programação do ONS.

Buscando as melhores práticas, a partir de Janeiro de 2010, todas as falhas de partida foram analisadas minuciosamente através de um padrão elaborado denominado Relatório de Análise de Falhas. A importância deste relatório é saber detalhadamente as causas das falhas e principalmente a abrangência desta, ou seja, se ela poderá acontecer em outras máquinas. Com isso, conseguimos trabalhar preventivamente antes que as falhas acontecessem e podemos notar que este indicador, confiabilidade de partida, aumentou 32,60% somente no primeiro semestre de 2010.

Como sugestão de benchmarking futuro foi inserida na monografia o indicador de consumo de água por energia gerada, que mostra o grau de importância deste insumo para a produção de energia elétrica, na UTE, o que ainda não está sendo devidamente observado nos bancos de dados mundiais. Mas nesta UTE está sendo monitorado a partir do ano 2009.

## IX. ACKNOWLEDGMENT

Os autores agradecem a participação e as sugestões do prof. Alessandro Barghini do IEE-USP que muito contribuíram no desenvolvimento do trabalho.

## X. REFERÊNCIAS

- [1] General Electric (Manual), " LM 6000 Gas Turbine-Generator Set 60 Hz," GE AEP Work Order Number: 601213.September 2001.

- [2] Camp, R. Benchmarking: Identificando, analisando e adaptando as melhores práticas da administração que levam à maximização da performance empresarial. Editora Pioneira, São Paulo, 1993.
- [3] IEEE Standard *Definitions for Use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability, and Productivity*, IEEE Standard Std 762™-2006, March. 2007.
- [4] M. A.M. Ribeiro, E. P. Kurazumi e C. E. Rizzo e Silva "Relatório preliminar de Análise de Confiabilidade da Usina Termelétrica", Relatório Técnico Ipen. PSE.CENS.IEEUSP. 003.00.RELT. 012.0. São Paulo, Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares – IPEN, 2007.
- [5] *IEEE Standard Recommended Practice for the design of reliable industrial and commercial power systems*, IEEE Std 493-2007, 2007.
- [6] SINTEF Industrial Management – Safety and Reliability. Offshore Reliability Data Handbook – OREDA, 4th edition. Norway (2002).
- [7] EPRI - ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. Design Evolution, Durability and Reliability of General Electric Aero-Derivative Combustion Turbines. Pedigree Matrices. Volume 01, Março 2007.
- [8] NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY COUNCIL – NERC. Generating Availability Reports (Generating Availability Data System – GADS). Novembro de 2007.
- [9] Reliasoft Corporation. BlockSim – Version 7 (2007).
- [10] EDISON - Environmental Safety Report, 2003. Disponível em: <<http://www.edison.it/media/environmental-safety-report2003.pdf>>. Acesso em: 25 out. 2010.
- [11] EDISON - Environmental Safety Report, 2002. Disponível em: <<http://www.edison.it/media/environmental-safety-report2002.pdf>>. Acesso em: 25 out. 2010.
- [12] J. A.S. Machado "Benchmarking para uma termelétrica que utiliza turbinas aeroderivadas conectadas ao sistema interligado nacional". Monografia apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do certificado de Especialista em Gestão de Usinas Termelétrica MBA / USP, 2010.

## XI. BIOGRAPHIES



**José Augusto Silva Machado** Graduado em Engenharia de Produção Mecânica pela Universidade Estadual do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil e Especialista em Gestão de Termelétricas pela Universidade de São Paulo. Experiência profissional incluem trabalhos de gerenciamento de manutenção na Usina Nuclear de Angra dos Reis, Angra 2, e gestão de Termelétricas na Petrobras S.A.. Áreas especiais de interesse

incluem gestão de ativos físicos, projetos de confiabilidade e benchmarking de Usinas Termelétricas.



**Maria Alice Morato Ribeiro.** Maria Alice Morato Ribeiro. Graduada em Engenharia Química pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil e doutorada pelo IPEN na Universidade de São Paulo. É funcionária do IPEN-Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, trabalhando em projetos da Marinha junto ao IPEN. Seus campos de interesse incluem: simulação de plantas termelétricas, benchmarking, confiabilidade e impacto ambiental.