

GABRIEL CIUFFI FAUSTINO

**O IMPACTO NO CUSTO MARGINAL
DE OPERAÇÃO DO SISTEMA
ELÉTRICO DEVIDO A FRUSTRAÇÃO
DA DISPONIBILIDADE DAS USINAS
TERMOELÉTRICAS**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Escola de Engenharia
de São Carlos, da Universidade de
São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e
Automação

ORIENTADORA: Daisy Aparecida do Nascimento Rebelatto

São Carlos
2014

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

C255o Ciuffi Faustino, Gabriel
O IMPACTO NO CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DEVIDO A FRUSTRAÇÃO DA DISPONIBILIDADE DAS USINAS TERMOELÉTRICAS / Gabriel Ciuffi Faustino; orientadora Daisy Daisy Aparecida do Nascimento Rebelatto; coorientadora Naja Brandão Santana. São Carlos, 2014.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2014.

1. Custo Marginal de Operação. 2. Disponibilidade usinas Termoelétricas. 3. NEWAVE. 4. Despacho. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Gabriel Ciuffi Faustino

Título: "O custo marginal de operação do sistema elétrico e a diferença entre a disponibilidade oferecida e a disponibilidade entregue pelas usinas termelétricas - impacto na probabilidade de despacho de uma usina"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 30 / 06 / 2014,

com NOTA 7,5 (Sete e meio), pela Comissão Julgadora:

*Profa. Associada Daisy Aparecida do Nascimento Rebelatto -
(Orientadora - SEP/EESC/USP)*

Dra. Naja Brandão Santana - (Pós-Doutoranda SEP/EESC/USP)

Mestre Rui Bertho Junior - (Doutorando - SEL/EESC/USP)

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Homero Schiabel

RESUMO

FAUSTINO, G. C. **O impacto no custo marginal de operação do sistema elétrico devido a frustração da disponibilidade das usinas termoeletricas.** Trabalho de conclusão de curso – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014.

Esse trabalho de conclusão de curso tem como objetivo analisar o impacto no Custo Marginal de Operação do sistema elétrico (CMO), custo operativo para atender um MWh adicional de demanda utilizando os recursos existentes, através da diferença entre a potência disponibilizada pelas Usinas Termoeletricas (UTES) e a potência efetiva entregue ao Sistema Interligado Nacional (SIN) por intermédio do software NEWAVE. Para que assim seja possível analisar o impacto na probabilidade de despacho de uma UTE pertencente ao submercado Nordeste com Custo Variável Unitário de 725(R\$/MWh), custo que é decisivo para o Operador Elétrico Nacional(ONS) coordenar o despacho das UTes. Será demonstrado que as UTes não entregam a sua disponibilidade ao sistema e com isso aumenta o CMO calculado pelo NEWAVE no horizonte de estudo, que por sua vez mais alto altera a probabilidade de despacho nesta UTE com CVU de 725(R\$/MWh) no horizonte de estudo. Em prol do estudo foram utilizados dados fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema elétrico (ONS) de despacho térmico realizado referente ao mês de Março de 2014 para analisar a defasagem entre potência disponibilizada e entregue pelas UTes.

Palavras-chave: Custo marginal de operação, Disponibilidade, Despacho, NEWAVE.

ABSTRACT

FAUSTINO, G. C. **O impacto no custo marginal de operação do sistema elétrico devido a frustração da disponibilidade das usinas termoeletricas.** Trabalho de conclusão de curso – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014.

In this monograph, the NEWAVE software helped to analyze how the difference between the power provided by thermal power plants (TPPs) and the power effectively delivered to the national interconnected system (NIS) impacts the marginal cost of the electrical system operation (MCO), the operational cost that is necessary to meet the demand for the production of an additional MWh using existing resources. This analysis aided appraisal of this impact on the probability of dispatch of a TPP belonging to the Northeastern submarket with Unit Variable Cost (UVC) of 725 (R\$/MWh), a decisive factor for the National Electric System Operator (NESO) to coordinate the dispatch of TPPs. We will show that the TPPs do not deliver their total capacity to the system, which raises the MCO calculated by the program NEWAVE in the context of this study. In turn, this higher MCO changes the probability of dispatch of the TPP with UVC of 725 (R\$/MWh) within the context of this study. To conduct this study, we employed data relative to the thermal dispatch in March 2014, provided by NESO, to analyze the gap between the power available in the TPPs and the actual power that TPPs delivered.

Key words: Marginal Cost of the Electrical System Operation, Dispatch, NEWAVE

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Distribuição da matriz energética brasileira para o ano de 2012	10
Figura 2 –	Modelo Institucional do setor elétrico brasileiro	15
Figura 3 –	Principais linhas de transmissão do SIN[2]	16
Figura 4 –	Uso ótimo da água. Figura extraída da referência [10]	20
Figura 5 -	Obtenção do PLD [12]	23
Figura 6 –	Fluxograma dos módulos computacionais [15]	27
Figura 7-	Representação dos submercados e subsistemas[15]	28
Figura 8 –	Fator de correção por Energia Armazenada [15]	29
Figura 9 –	Energia de vazão mínima por Energia Armazenada [15]	30
Figura 10 –	Energia evaporada por Energia armazenada [15]	31
Figura 11 –	Exemplos de Acoplamento Hidráulico entre Subsistemas. Extraída da referência [15]	33
Figura 12 –	Exemplo de saídas do CMO referente aos 2000 cenários hidrológicos mensais no patamar médio do submercado Nordeste	44
Figura 13 –	Tabela da Disponibilidade X Potência Entregue referente ao mês de Março de 2014	52
Figura 14 –	Geração diária das UTEs , Despacho Térmico Esperado(disponibilidade) e Despacho térmico realizado	53
Figura 15 –	CMO original e CMO obtido devido a energia não entregue pelas UTEs	54
Figura 16 –	Probabilidade de despacho com CMO e CMO'(novo) em uma usina com CVU = 725R\$/Mwh	55

LISTA DE SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAR	Curva de Aversão a Risco
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CVaR	Conditioned Value at Risk
CVU	Custo Variável Unitário
EAMAX	Energia Armazenável Máxima
Ect	Energia Controlável Afluente ao Reservatório Equivalente
EFIOt	Energia a Fio d'água Afluente ao Reservatório Equivalente
EVMt	Energia de Vazão Mínima
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
Fcmax	Fator de Capacidade Máxima
GNL	Gás Natural Liquefeito
IP	Indisponibilidade programada
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MAR	Mecanismo de Aversão a Risco
MCP	Mercado de Curto Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia
MWh	Megawatt-hora
ONS	Operador Nacional do Sistema
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
SAR	Superfície de aversão a risco
SCL	Sistema de Contabilização e Liquidação
SIN	Sistema Interligado Nacional
TEIF	Taxa Esperada de Interrupção forçada
TEP	Tonelada Equivalente de Petróleo
UTE	Usina Termoelétrica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	Energia elétrica no Brasil.....	12
1.2	Geração e uso da Energia Elétrica No Brasil.....	14
1.3	Modelo Institucional Atual Brasileiro	15
1.4	Sistema Interligado Nacional (SIN).....	16
1.5	Submercados.....	18
1.6	Coordenação do SIN	18
1.7	Estratégia de Operação da ONS: Mínimo Custo Total	20
1.8	O Custo Marginal de Operação e o Preço de Liquidação de Diferenças	23
1.9	Órgão Responsável pelo PLD.....	23
1.10	Determinação do PLD.....	24
2	NEWAVE	26
2.1	Sistema de geração hidroelétrico.....	29
2.2	Acoplamento hidráulico entre subsistemas	33
2.3	Modelo de energias afluentes.....	35
2.4	Cálculo da política de operação	35
2.5	Seleção de um conjunto de estados	36
2.6	Mecanismos de Aversão a Risco	37
2.7	Especificação dos dados de entrada	38
2.8	Saídas.....	40
3	EMBASAMENTO TERMOELÉTRICO PARA O ESTUDO	43
3.1	Despacho Térmico por ordem de mérito	44
4	METODOLOGIA.....	45
4.1	Obtenção do CMO oficial	45
4.2	Cálculo do novo CMO.....	46
4.3	Alterando as entradas para obtenção do novo CMO	49
4.4	Simulação da diferença entre CMO(oficial) e CMO` (obtido) em uma UTE em sua probabilidade de despacho.....	49
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	52
5.1	Defasagem entre o despacho esperado e despacho realizado pelas UTEs no mês de março de 2014	52

5.2	Impacto no CMO	54
5.3	Impacto na probabilidade de despacho	55
6	CONCLUSÕES	57
7.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	59

1 INTRODUÇÃO

A energia é um bem de fundamental importância para a vida, desde os primórdios da civilização foi à base para sobrevivência das espécies que, graças ao descobrimento do fogo, teve grande evolução.

A importância da energia elétrica é cada vez mais evidente na forma de organização da vida de um país e de sua população, num processo de valorização crescente dessa fonte de energia, que vem desde o começo da sua exploração comercial nos EUA e na Europa no final do século XIX. Apesar de, atualmente, ser um bem essencial à sociedade, a energia elétrica tem sua importância pouco divulgada, principalmente em relação aos fatos históricos e aos interesses e influências políticas e econômicas que levaram o setor elétrico brasileiro à sua atual configuração [1].

Atualmente, o nível de consumo de energia *per capita* pode ser empregado como um importante indicador do desenvolvimento socioeconômico ou, ainda, dos problemas que afetam uma nação [2]. Na maioria dos países, onde o consumo de energia comercial *per capita* está abaixo de uma tonelada equivalente de petróleo (TEP) por ano, as taxas de analfabetismo, mortalidade infantil e fertilidade total são altas, enquanto a expectativa de vida é baixa. Ultrapassar a barreira 1 TEP/*capita* parece ser, portanto, essencial para o desenvolvimento. Na medida em que o consumo de energia comercial *per capita* aumenta para valores acima de 2 TEP (ou mais), como é o caso dos países desenvolvidos, as condições sociais melhoram consideravelmente. O consumo médio *per capita* nos países industrializados da União Europeia é de 3.22 TEP/*capita*; a média mundial é de 1.66 TEP/*capita* [3].

O Brasil possui um consumo médio de 1,4 TEP/*capita* que são gerados conforme demonstrado no evento Rio+20, realizado em julho de 2012, o Ministério de Minas e Energia apresentou dados sobre a produção energética brasileira, a qual representa 13% de toda energia renovável do mundo. Na Figura 1, encontra-se a forma de distribuição da matriz energética brasileira para o ano de 2012.

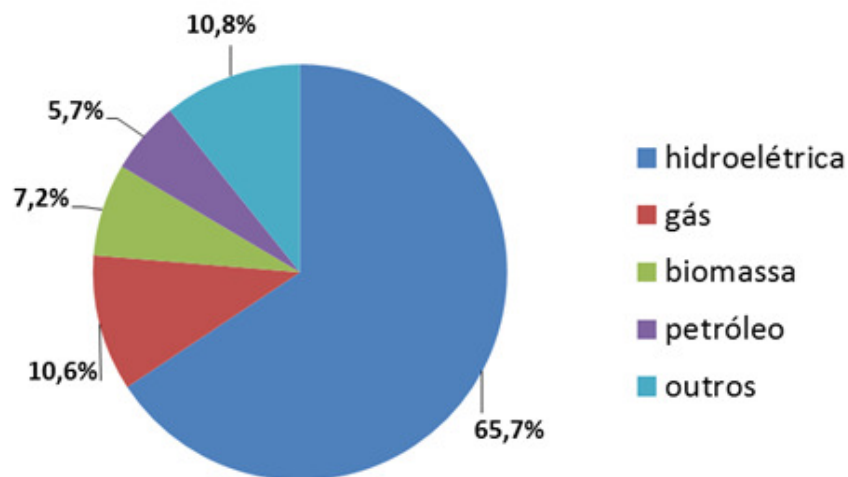


Figura 1 - Distribuição da matriz energética brasileira para o ano de 2012¹

No Brasil o ano de 2014 se encontra com uma hidrologia desfavorável semelhante ao observado no ano de 2001, ocasião que ocorreu um déficit de energia, impacto esse nítido no preço da energia que em Fevereiro atingiu seu preço teto (822,38R\$) devido ao elevado acionamento das UTEs. Em decorrência da importância do tema decidiu-se neste trabalho de monografia, realizar um estudo através do software Newave, como ferramenta de estudo no impacto do CMO, que valora o preço da energia no mercado de curto prazo, devido a disponibilidade garantida das UTEs versus a verificada. A disponibilidade das UTEs são dados de entrada do NEWAVE para chegar em um custo de operação ótimo, porém existem fatores que impactam na disponibilidade entregue das UTEs tais como:

- Maiores Interrupções forçadas (IP) do que a declarada à Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
- Maior consumo interno
- Maiores Perdas internas e de rede básica, pois a energia contabilizada pela CCEE é a entregue no centro de gravidade
- Possível falta de combustíveis, sujeito a multas

Dado este contexto, o presente trabalho de conclusão de curso tem como principal objetivo analisar através do software NEWAVE o impacto no CMO devido a disponibilidade garantida das UTEs versus a verificada para o mês de março de 2014.

¹ IPAM. Instituto de Pesquisa Ambiental da Amazônia. Disponível em: <<http://www.ipam.org.br/revista/Ministerio-de-Minas-e-Energia-discute-geracao-de-energia-e-sustentabilidade-no-Brasil-/424>>. Acesso em: 20 maio 2014.

Os objetivos secundários da monografia são:

- a) analisar a diferença entre a disponibilidade declarada das UTEs e a energia realmente entregue pelas UTEs.
- b) utilizar a diferença, obtida no item a, para alterar as entradas do NEWAVE e assim obter um novo Custo Marginal de Operação do Sistema para um período de um ano a partir de Abril de 2014.
- c) analisar a diferença entre o CMO previsto pelas entradas originais utilizadas pelo governo e o CMO previsto pelas entradas modificadas.
- d) analisar a probabilidade de despacho em uma usina em ambos cenários, diferença essa que é de suma importância no planejamento estratégico de operação da UTE.

1.1. Energia elétrica no Brasil

A história da energia elétrica no Brasil teve início em 1879, quando Dom Pedro II concedeu ao empresário norte americano Thomas Alva Edison o privilégio de introduzir equipamentos e processos de sua invenção, destinados à utilização da eletricidade, na iluminação pública que, posteriormente, passou a ser empregada no transporte e outros serviços públicos e à atividade fabril [1, 4] Uma revisão bastante interessante sobre a evolução da formação e estruturação do setor elétrico brasileiro, desde o surgimento da energia elétrica no Brasil até o final de 2002, pode ser encontrada na referência [1]. Na Tabela 1, encontra-se um resumo das principais etapas na formação do setor elétrico brasileiro.

Tabela* 1 - Principais etapas na formação do setor elétrico brasileiro.

Período	Principais eventos
1879-1930	Monopólio privado - primórdios do uso da energia elétrica no Brasil. Com a implantação dos primeiros empreendimentos nacionais e estrangeiros, dominados a partir da década de 1920 pelas empresas de capital estrangeiro (período da república velha).
1931-1945	Presença do Estado - o Estado elabora as primeiras regulamentações no setor, com destaque a implantação do Código das Águas, em 1934. A aceleração do desenvolvimento econômico brasileiro corresponde ao aumento da demanda de energia (Governo de Getúlio Vargas).
1946-1962	Estado Indutor - com a queda de Vargas é estabelecida maior participação do Estado no setor elétrico, com aumento dos investimentos públicos, especialmente nas concessionárias estaduais. Criação da Eletrobrás em 1962.
1963-1979	Modelo Estatal - a Eletrobrás é a empresa indutora do processo de nacionalização e estatização do setor elétrico, efetuando grandes investimentos. Consolida-se um novo modelo institucional que atingiu seu ápice em 1979
1980-1982	Crise institucional - com a crise econômica se agravando, o crescimento do setor elétrico é afetado. Em 1992, a inadimplência é generalizada e o modelo estatal é questionado.
1993-2002	Modelo híbrido - promulgada a lei número 8.631/93, que equaciona os débitos. Começam as mudanças institucionais no setor elétrico brasileiro. Em 2002, a geração e transmissão de energia eram, majoritariamente, de empresas estatais e a distribuição era principalmente privada.
2003-2004	O governo federal lançou as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro (SEB), sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. O novo modelo definiu a criação de uma entidade responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE); uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE); e uma instituição para dar continuidade às atividades do Mercado Atacadista de Energia (MAE), relativas à comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

*Tabela adaptada da referência [1]

1.2 Geração e uso da Energia Elétrica No Brasil

A geração de energia elétrica no Brasil em centrais de serviço público e autoprodutores atingiu uma potência de 552,5 TWh no ano 2012, resultado 3,9% superior ao de 2011. Permanece como principal a contribuição de centrais de serviço público, com 85,9% da geração total. Nestas, a principal fonte é hidráulica, que apresentou uma redução de 2,6% na comparação com o ano anterior. A geração elétrica a partir de fontes não renováveis representou 16,7% do total nacional, contra 11,9% em 2011. A geração de autoprodutores em 2012 participou com 14,1% do total produzido, considerando o agregado de todas as fontes utilizadas [2, 4].

Importações líquidas de 40,3 TWh, somadas à geração interna, permitiram uma oferta interna de energia elétrica de 592,8 TWh, montante 4,4% superior a 2011. O consumo final foi de 498,4 TWh, um acréscimo de 3,8% em comparação com 2011 [2, 4].

O setor elétrico mundial, até a década de oitenta, tinha como principal característica o fato de ser um monopólio fortemente regulado, onde empresas públicas ou privadas atuavam nas atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Nesse período iniciou-se, em vários países desenvolvidos, um processo de reestruturação cujo objetivo era o de diminuir a participação dos incentivos governamentais, aumentar a participação de investimentos de setores privados, ampliando assim a competitividade nos vários segmentos do setor de energia elétrica. Esta reestruturação proporcionou o reconhecimento de que os segmentos de geração, transmissão e distribuição podem ser competitivos. A desverticalização, abrindo espaço para investimentos privados, proporcionou o aumento do montante investido, possibilitando o crescimento e a confiabilidade da abrangência de áreas energizadas [2, 4].

No Brasil foi semelhante, como apresentado na Tabela 1. Até o início dos anos noventa, o setor elétrico brasileiro era caracterizado por um modelo verticalizado, onde os sistemas de geração, transmissão e distribuição pertenciam a um monopólio de poder público. Na reestruturação brasileira um dos principais objetivos foi prospectar maiores investimentos advindos de empresas privadas para a expansão do sistema elétrico, que acompanhasse a expansão da economia brasileira, algo que na época o Estado era incapaz de fornecer. Em paralelo, havia a necessidade de inserir a competitividade no setor elétrico [2,3].

Institucionalmente uma das mudanças foi a criação, pela Lei 9.427 de 26 de Dezembro de 1996, de um órgão regulador independente, a Agência Nacional de

Energia Elétrica – ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME. Dentre as atribuições da ANEEL estão: regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização de energia elétrica, atendendo a reclamações de agentes e consumidores, com equilíbrio entre as partes e em benefício da sociedade; mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; garantir tarifas justas; zelar pela qualidade do serviço; exigir investimentos; estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços, de acordo com as políticas e diretrizes do governo federal [2,4].

Outra importante mudança institucional ocorreu em 2004 com a introdução do Novo Modelo do Setor Elétrico, que teve como objetivos principais: garantir a segurança no suprimento e promover a modicidade tarifária. O Novo Modelo do Setor Elétrico foi o marco da retomada da responsabilidade do planejamento do setor de energia elétrica pelo Estado [2,4].

Uma das principais alterações promovidas com essa política de mudança institucional foi a substituição do critério utilizado para concessão de novos empreendimentos de geração. Os vencedores de leilões eram os investidores que oferecessem o menor preço para venda da produção das futuras usinas. O novo modelo também instituiu dois ambientes para 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, importadoras, exportadores e consumidores livres. Criaram-se também nessa época o Operador Nacional do Sistema (ONS) e o Mercado Atacadista de Energia(MAE) [2,4].

1.3 Modelo Institucional Atual Brasileiro

O modelo institucional atual do setor elétrico brasileiro, Figura 2, é formado por uma série de órgãos onde se encontra, em primeiro nível, o Conselho Nacional de Política Energética(CNPE), responsável por assessorar a Presidência da República, formulando políticas e diretrizes de energia. Em segundo nível estão o Ministério de Minas e Energia(MME), detentor do Poder concedente, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que avalia a segurança do suprimento de energia elétrica e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que é a responsável pelo planejamento de longo prazo. Em terceiro nível está a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL),

responsável por regular e fiscalizar o Setor Elétrico Nacional. Outros dois órgãos são vinculados à ANEEL: o Operador Nacional do sistema Elétrico (ONS), que tem por responsabilidade operar o Sistema Interligado Nacional (SIN) e administrar a rede básica de transmissão de energia no Brasil e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), criada com a finalidade de contabilizar a energia elétrica no SIN, registrar os valores medidos de geração e consumo, registrar contratos de compra e venda de energia e fazer a liquidação das diferenças entre os valores contratados e medidos [6].



Figura 2 – Modelo Institucional do setor elétrico brasileiro²

1.4 Sistema Interligado Nacional (SIN)

O Sistema Interligado Nacional ou SIN é o sistema de geração e transmissão de energia elétrica brasileiro, embasado fortemente por geração hidrotérmica de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. A interligação, propiciada pelos complexos hídricos em que se encontram as usinas de geração, causam uma interdependência natural entre algumas delas, tendo em vista que as decisões a respeito da geração em uma usina repercutirão nas condições experimentadas pelas usinas instaladas a jusante.

² ONS. Operador Nacional de Sistema Elétrico. Disponível em: <http://www.ons.org.br/institucional_linguas/relacionamentos.aspx>. Acesso em: 20 maio 2014.

Além dessa interligação natural, as usinas hidrelétricas e térmicas são conectadas pelas redes de transmissão do SIN, viabilizando, portanto, a otimização da produção de energia elétrica, com significativo ganho de escala, o que possibilita, por exemplo, o intercâmbio de energia elétrica de forma que uma usina que está operando abaixo de sua capacidade possa suprir, incrementando o aproveitamento, as deficiências de outras [7]

As diversas regiões do território brasileiro compõem submercados geradores e consumidores de energia elétrica no SIN, que é separado nos subsistemas interligados Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e parte da região Norte. A Figura 3 ilustra as principais linhas de transmissão do SIN.

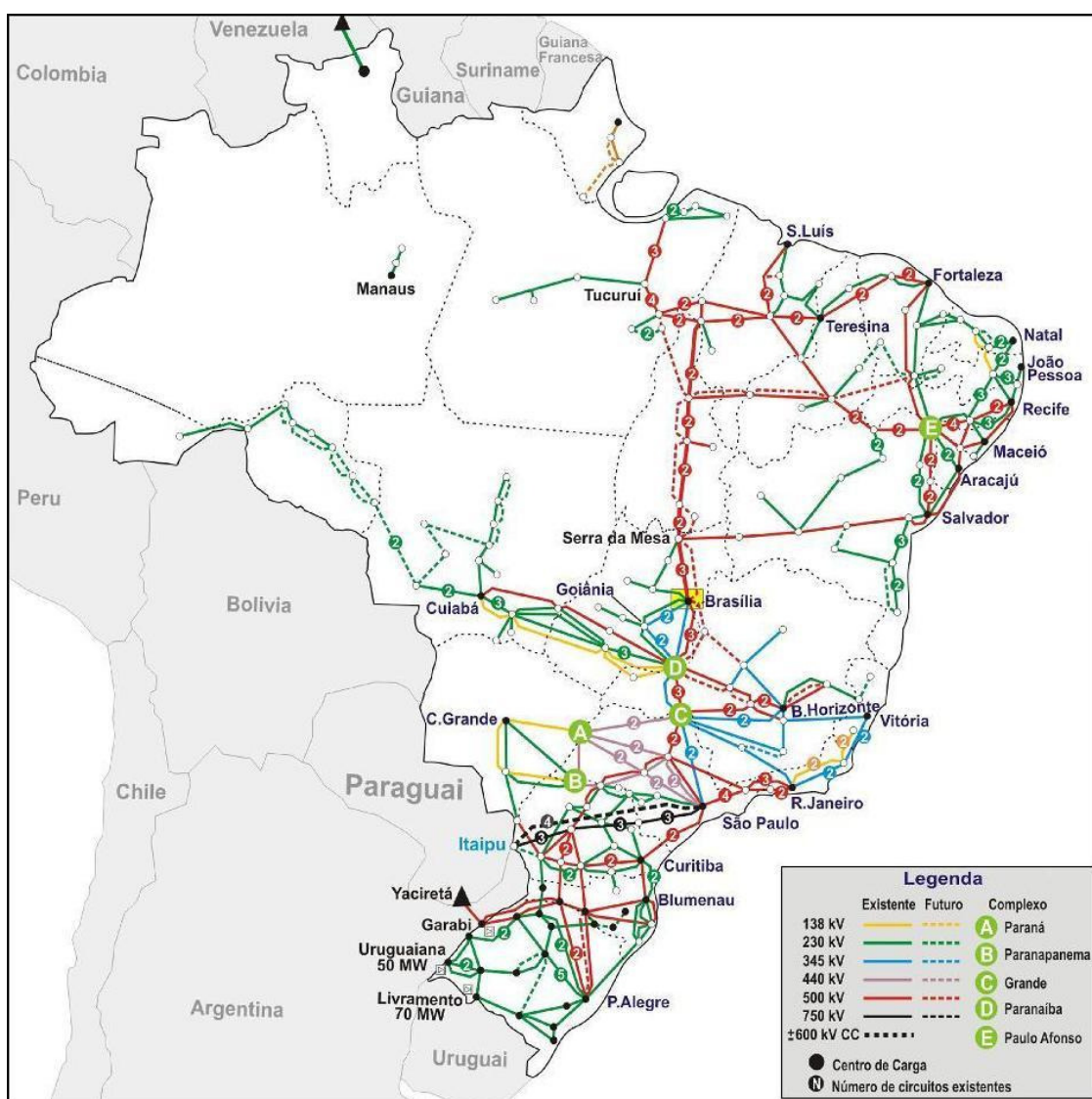


Figura 3 – Principais linhas de transmissão do SIN[2]

1.5 Submercados

A CCEE sucedeu o MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica, que era subdividido em Submercados, correspondentes a subdivisões do sistema interligado, com suas fronteiras definidas em função da presença e duração de restrições relevantes de transmissão. Para cada submercado passaram a ser estabelecidos preços diferenciados.

A CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no Mercado de Curto Prazo e valoradas ao PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), o que é determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado, tendo como base o CMO. Portanto, os submercados correspondem às áreas de mercado para as quais a CCEE estabelecerá preços diferenciados e cujas fronteiras são definidas em função da presença e duração de restrições relevantes de transmissão.

1.6 Coordenação do SIN

Segundo a Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, cabe ao ONS executar as “atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica, integrantes do Sistema Interligado Nacional”, além de “realizar o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização do Sistema Interligado Nacional – SIN”, recebendo autorização do Poder Concedente, sendo fiscalizado e regulado pela ANEEL (BRASIL, 1998). O ONS se compromete em seu Estatuto Social, §1º a “desempenhar as suas atribuições com neutralidade, transparência, integridade, representatividade, flexibilidade e razoabilidade, realizando as ações necessárias ao desenvolvimento tecnológico do ONS” [7,8].

O Operador Nacional do Sistema Elétrico, como citado anteriormente, é responsável pela coordenação e controle da operação do SIN, realizada pelas companhias geradoras e transmissoras, sob a fiscalização e regulação da ANEEL. Entre os benefícios desta operação coordenada está a possibilidade de troca de energia elétrica entre regiões. Isto é particularmente importante em um país como o Brasil, caracterizado pela predominância de usinas hidrelétricas localizadas em

regiões com regimes hidrológicos diferentes [2,8].

A estratégia da coordenação deve definir a operação do sistema hidrotérmico visando atender aos requisitos do sistema de forma econômica e confiável, o que pelas características do sistema brasileiro, exige que os recursos hidrelétricos disponíveis sejam utilizados da melhor forma possível, buscando reduzir ao máximo a complementação da geração, principalmente, da geração através de usinas termelétricas, o que implicaria em maiores custos operativos. Assim, as decisões operativas devem estabelecer o benefício presente da utilização da água nos reservatórios como um recurso limitado, e considerar estados futuros do sistema.

Como os períodos de estiagem de uma região podem corresponder ao período chuvoso de outra, a integração permite que a localidade em que os reservatórios estão mais cheios envie energia elétrica para a outra, em que os lagos estão mais vazios, permitindo, com isso, a preservação do “estoque de energia elétrica” represado sob a forma de energia potencial que a água armazenada nos reservatórios apresenta.

Outra possibilidade aberta pela integração é a operação de usinas hidrelétricas e termelétricas em regime de complementaridade. Como os custos da produção têm reflexo nas tarifas pagas pelo consumidor e variam de acordo com a fonte utilizada, transformam-se em variáveis avaliadas pelo ONS para determinar o despacho (definição de quais usinas devem operar e quais devem ficar de reserva de modo a manter, permanentemente, o volume de produção igual ao de consumo). A energia hidrelétrica, mais barata e mais abundante no Brasil, é prioritária no abastecimento do mercado. As termelétricas, de uma maneira geral, são acionadas para dar reforço ou em períodos em que é necessário preservar o nível dos reservatórios – ou o “estoque de energia”.

O operador do sistema elétrico nacional (ONS) utiliza uma cadeia de modelos de otimização (os principais são Newave e Decomp) para determinar o despacho de mínimo custo de operação. Os modelos usam programação dinâmica dual estocástica para definir o perfil das unidades de geração, para cada horizonte de planejamento, com o objetivo de calcular o custo marginal de operação no curto prazo (CMO) para os quatro sub-mercados. As informações essenciais para uma operação otimizada são a previsão de vazões, o perfil da carga, a configuração da rede, a disponibilidade dos recursos de geração e o planejamento de geração e transmissão.

Uma operação otimizada depende da constante troca de informações com os agentes de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. A partir do tratamento e análise dos dados colhidos que envolvem, por exemplo, as condições operativas das usinas hidroelétricas e dos sistemas de transmissão, além da previsão de demanda nos centros de consumo, torna-se possível a tomada de decisão quanto

aos comandos e instruções acima mencionados. Nesse contexto, é possível identificar na atividade objeto de investigação duas macro funções: “operação energética” e “operação elétrica”. Pela primeira, colhidas e analisadas as informações acima mencionadas, expede-se aos agentes de geração ordens e instruções especificando a quantidade de energia a ser produzida e o momento em que tal montante deve ser produzido.[8]

Tal expediente é utilizado de duas formas, como explicado abaixo:

(a) elaboração diária do programa da geração, itinerário operacional que as usinas devem seguir no decorrer do dia;

(b) despacho centralizado, que consiste na efetiva ordem no decorrer do dia aos agentes, para que produzam em um determinado momento, seja em execução do programa da geração, seja em execução de eventuais reprogramações que se façam necessárias. Nesse contexto, a programação da geração ocorre em momento anterior ao despacho centralizado. Este é realizado em tempo real.

1.7 Estratégia de Operação da ONS: Mínimo Custo Total

Em um sistema hidrotérmico o planejamento da operação tem como objetivo a minimização do Custo Total, em um determinado período considerado, que consiste na soma dos custos variáveis de todos recursos utilizados. Entre eles estão: o custo de geração térmica, relacionado ao custo variável do combustível das usinas e o custo de déficit, quando parte da demanda não é atendida [9,10].

Para atingir este objetivo são necessários os intercâmbios de energia entre as diversas regiões do sistema interligado, como já descrito, e as decisões de geração por usina. Estes valores são determinados de modo a atender a demanda e minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período.

O Custo total advém de dois fatores, o Custo Imediato e o Custo Futuro, referindo-se ao primeiro como decisões tomadas no presente e o segundo às adotadas no futuro. A interdependência do sistema hídrico brasileiro faz com que o Custo Futuro seja afetado pelas decisões tomadas no presente [9].

O operador de um sistema hidrotérmico deve comparar o benefício imediato do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento [10]. Conforme bem definido por Simões e Gomes a função de custo imediato - FCI - representa os custos de geração térmica no estágio t , ou seja, no estágio imediato, presente. Observa-se que o custo imediato aumenta à medida que diminui a energia hídrica disponível, isto é,

quanto menor for a decisão de geração hídrica, maior será a de geração térmica. Por sua vez, a *função* de custo futuro - FCF - está associada ao custo esperado de geração térmica e racionamento do final do estágio t (início de $t+1$) até o final do período de estudo. Esta função diminui à medida que aumenta o volume armazenado final, pois haverá mais energia hídrica disponível no futuro.

O uso ótimo da água armazenada corresponde ao ponto que minimiza a soma dos custos imediato e futuro. Na Figura 4 são observados o ponto de mínimo custo global, que também corresponde ao ponto onde as derivadas da FCI e da FCF com relação ao armazenamento de água se igualam. A derivada da FCI e da FCF no ponto ótimo também é conhecida como valor da água, pois representa a taxa custo R\$ (ou valor) por volume de água deixado no reservatório para formar o volume final [10].

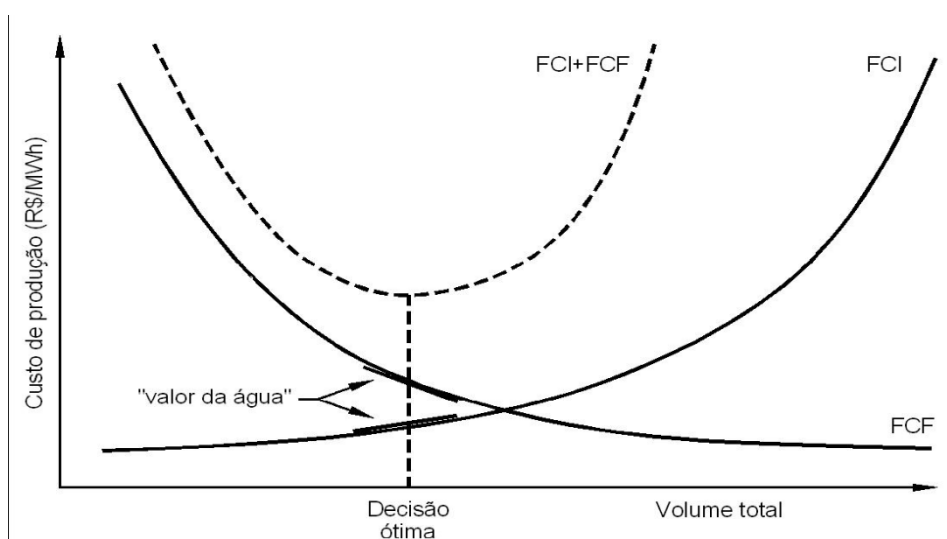


Figura 4 – Uso ótimo da água. Figura extraída da referência [10]

Nota-se na Figura 4 que o Custo Futuro é decrescente devido ao alto custo presente de operação do sistema pelo uso presente de térmicas para suprir a energia, o que acarreta no armazenamento de água nos reservatórios no futuro e fará a ONS optar pelo despacho hídrico, diminuindo o custo de operação do sistema e decrescendo a função de Custo Futuro [7, 10].

Portanto, como dito e apresentado nas Figuras 5 e 6, a curva de Custo Total é a Soma das curvas de Custo Imediato e Custo Futuro. O mínimo desta curva é onde se garante o menor Custo Total e é o ponto chave para a estratégia de tomada de decisões no presente para que o custo de operação do sistema tenda a ficar otimizado. O Custo Futuro é calculado pelo NEWAVE.

A ONS é, portanto responsável pela coordenação da operação das empresas geradoras e transmissoras de energia elétrica que visa achar o ponto ótimo de operação, do ponto de vista de custo, no sistema hidrotérmico brasileiro e assim ordenando o despacho ou não das UTEs, baseando-se no modelo computacional NEWAVE.

Simões e Gomes [10], apresentam um relato muito bem discutido de como é realizada a decisão de operação sob a ótica econômica e calculado o preço de liquidação das diferenças, PLD. O problema de decisão da operação hidrotérmica para o estágio t é formulado como:

$$Z_t = \text{Min}[c_j \times g_{tj} + FCF(v_{t+1})]$$

Sujeito às restrições operativas elencadas abaixo:

- Balanço hídrico;
- Limites de armazenamento de água e turbinamento;
- Limites na geração térmica;
- Atendimento à demanda.

A função objetivo é minimizar a soma de duas classes de custos:

- Custo operativo imediato - dado pelos custos térmicos $\{c_j \times g_{tj}\}$ no estágio t . Onde c_j é o custo variável da térmica j e g_{tj} é a geração da térmica j no estágio t . O racionamento é representado por uma térmica fictícia de capacidade infinita e custo operativo igual ao custo de interrupção.

- Valor esperado do custo operativo futuro - dado pela função de custo futuro $FCF(v_{t+1})$. Também como discutido anteriormente, esta função depende dos volumes armazenados ao final do estágio, representados pelo vetor v_{t+1} .

O problema de otimização pode ser resolvido por um algoritmo de programação linear. Além da decisão operativa ótima, o esquema de programação linear calcula os multiplicadores simplex, ou preços sombra, associados a cada restrição. Em particular, o PLD do sistema é praticamente o multiplicador simplex associado à restrição de atendimento à demanda, significando o custo de produção de 1 MWh adicional no ponto ótimo de minimização de custos (em R\$/MWh) [10].

1.8 O Custo Marginal de Operação e o Preço de Liquidação de Diferenças

Um dos resultados fornecidos pela cadeia de modelos NEWAVE e DECOMP é o CMO, que reflete o acréscimo no valor esperado do custo de operação do sistema para atender cada submercado, durante o horizonte analisado.

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é determinado com base no CMO para a primeira semana do horizonte de planejamento, considerando-se os limites máximo e mínimo definidos anualmente pela ANEEL.

O PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no CMO, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada Submercado. Os intervalos de duração de cada patamar são determinados para cada mês de apuração pelo ONS e informados à CCEE, para que sejam considerados no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL).

1.9 Órgão Responsável pelo PLD

Uma das principais atribuições da CCEE, conforme estabelecido no inciso VI do Artigo 2o do Decreto no 5.177/2004, é realizar a contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados no SIN, bem como promover a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo (MCP).

Para a valoração dos montantes liquidados no MCP é utilizado PLD, apurado pela CCEE, por submercado, conforme determina o inciso V do mesmo decreto, semanalmente e por patamar de carga, de acordo com o disposto no art. 57 do Decreto no 5.163/2004. A base para cálculo do PLD é o CMO, fruto dos modelos matemáticos utilizados pelo ONS para definir a programação da operação do sistema, limitado por um preço mínimo e por um preço máximo, estabelecidos anualmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)[11].

1.10 Determinação do PLD

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Preço de Liquidação de Diferenças”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída. O PLD é determinado com base na comparação do CMO com os limites máximo e mínimo estabelecidos pela ANEEL para todos submercados, semanas e patamares de carga. A Figura 5 relaciona esta etapa em relação ao modulo completo[11].

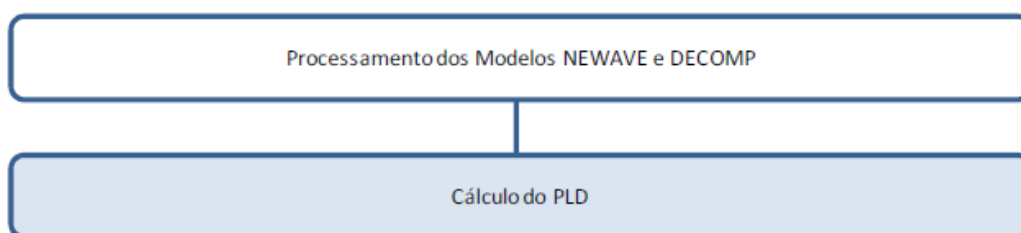


Figura 5 - Obtenção do PLD [12]

O processo de determinação do PLD é composto pelos seguintes comandos e expressões:

- O PLD, definido por submercado, patamar de carga e semana, deverá ser determinado de acordo com a seguinte expressão:

$$PLD_{a,s,w} = \min(\max(CMO_SR_EA_{s,r,w}, PLD_MIN_{fPLD}), PLD_MAX_{fPLD})$$

Onde:

PLDs,r,w é o Preço de Liquidação de Diferenças determinado por submercado “s”, patamar de carga “r” semana “w”.

CMO_SR_EAs,r,w é o Custo Marginal de Operação Sem Restrição Ex-Ante determinado por submercado “s”, patamar de carga “r” e semana “w”

PLD_MINfPLD é o valor mínimo que o PLD pode assumir para um determinado ano “fPLD”, compreendido entre a primeira e a última semana operativa de preços.

PLD_MAXfPLD é o valor máximo que o PLD pode assumir para um determinado ano “fPLD”, compreendido entre a primeira e a última semana operativa de preços.

2 NEWAVE

Em 1987, Pereira [13] desenvolveu a técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), que evita os problemas de dimensionalidade associados à discretização do espaço de estados, viabilizando a obtenção da estratégia ótima de operação para sistemas hidrotérmicos interligados. O modelo proposto, que se baseia nesta técnica de resolução, traz como principais benefícios a representação explícita dos intercâmbios entre os submercados e a utilização de um modelo de energias afluentes auto regressivo mensal, o qual pode ser utilizado tanto na etapa de cálculo da estratégia quanto na etapa de simulação da operação.

A estratégia adotada para a solução do problema de planejamento da operação consistem desagregar, de forma coordenada, o horizonte de planejamento em estágios temporais. Quanto mais longínquo é o horizonte, maiores são as incertezas consideradas e menor é o grau de detalhamento na representação do sistema. Por outro lado, quanto mais curto é o horizonte de tomada de decisão, parte das incertezas já estão realizadas, maior é a necessidade de uma representação mais detalhada do sistema e menor é o nível de incertezas consideradas [14].

O NEWAVE implementa uma nova metodologia para determinação das estratégias da operação hidrotérmica a médio/longo prazo, com representação agregada do parque hidroelétrico e cálculo da política ótima baseado em Programação Dinâmica Dual Estocástica [15].

O desenvolvimento de um modelo baseado nessa nova metodologia apresenta as seguintes características:

- múltiplos submercados interligados.
- configuração estática ou dinâmica.
- o modelo equivalente com produtividade variável de energias afluentes modeladas por um processo auto regressivo periódico de ordem $pAR(p)$.
- acoplamento hidráulico entre subsistemas.

- **O modelo é composto por quatro módulos computacionais:**

1. módulo de cálculo do sistema equivalente – Calcula os subsistemas equivalentes de energia: energias armazenáveis máximas, séries históricas de energias controláveis e energias fio d'água, parábolas de energia de vazão mínima, energia evaporada, capacidade de turbinamento, correção da energia controlável em função do armazenamento, perdas por limite de turbinamento nas usinas fio d'água, geração hidráulica máxima e energia associada ao desvio de água à montante de uma usina hidroelétrica.

2. módulo de energias afluentes - Estima os parâmetros do modelo estocástico e gera séries sintéticas de energias afluentes que são utilizadas no módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica e para geração de séries sintéticas de energias afluentes para análise de desempenho no módulo de simulação da operação.

3. módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica - Determina a política de operação mais econômica para os subsistemas equivalentes, tendo em conta as incertezas nas afluições futuras, os patamares de demanda, a indisponibilidade dos equipamentos.

4. módulo de simulação da operação - Simula a operação do sistema ao longo do período de planejamento, para distintos cenários de sequências hidrológicas, falhas dos componentes e variações da demanda. Calcula índices de desempenho, tais como a média dos custos de operação, dos custos marginais, o risco de déficit, os valores médios de energia não suprida, de intercâmbio de energia e de geração hidroelétrica e térmica[15].

- **Fluxograma contendo os 4 módulos:**

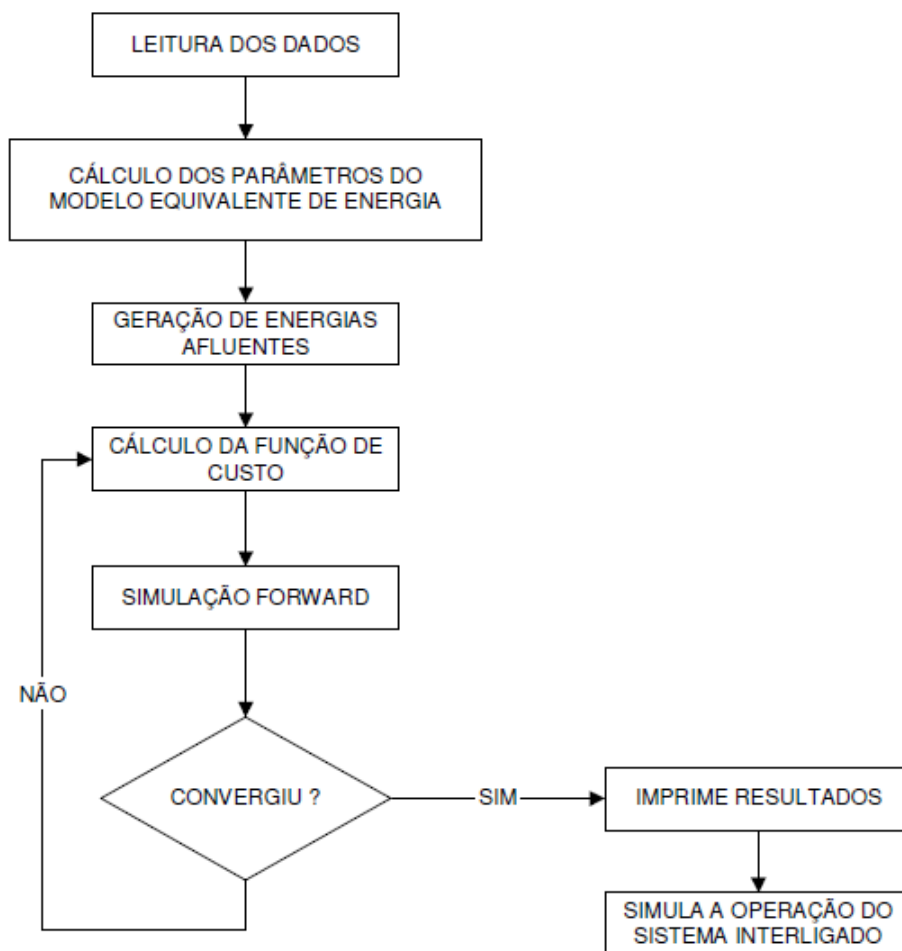


Figura 6 – Fluxograma dos módulos computacionais [15]

No modelo Newave, um conjunto de usinas hidroelétricas, com reservatório e a fio d'água, é agregado em um sistema equivalente de energia, denominado subsistema. Por sua vez, um subsistema está associado a um mercado de energia elétrica, denominado submercado.

Um submercado pode conter um ou mais subsistemas, conforme ilustrado na Figura 7. Assim permite diferenciar bacias hidrográficas com comportamentos hidrológicos distintos que pertençam a um mesmo submercado de energia elétrica. Um mesmo submercado pode conter tantos subsistemas quanto forem necessários para representar a diversidade do comportamento hidrológico das bacias hidrográficas.

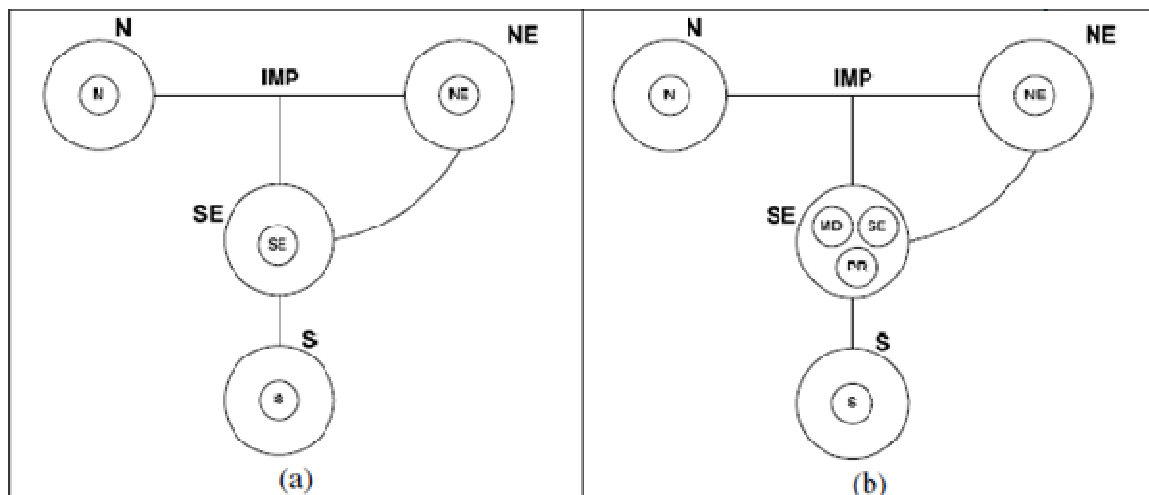


Figura 7- Representação dos submercados e subsistemas[15].

2.1 Sistema de geração hidroelétrico

O sistema de geração hidroelétrico é representado através do modelo equivalente de energia. Neste modelo, o parque gerador hidroelétrico de cada região é representado por um reservatório equivalente de energia, denominado subsistema, cujos principais parâmetros são [12]:

- energia armazenável máxima, EAMAX, estimada pela energia produzida pelo esvaziamento completo dos reservatórios do sistema de acordo com uma política de operação estabelecida. Adotou-se a hipótese de operação em paralelo, isto é, os armazenamentos e deplecionamentos são feitos paralelamente em volume.

- correção da energia armazenada devido a mudança de configuração. Os valores, em energia, da água armazenada nos reservatórios, serão alterados quando da entrada em operação de uma nova usina hidroelétrica. Não há alteração dos volumes armazenados, porém, como variaram as produtibilidades das usinas, há alteração na energia armazenada. Este novo valor difere do anterior por um fator descrito pela razão entre as energias armazenáveis máximas depois e antes da entrada em operação de novas usinas hidroelétricas subtraída do volume útil de cada uma das novas usinas com reservatório multiplicado pela produtividade da própria usina mais as do conjunto de usinas a jusante, antes da mudança de configuração.

- energia controlável afluente ao reservatório equivalente, EC_t , estimada como o produto do volume afluente natural a cada reservatório, descontado o volume referente à vazão mínima, com a soma de sua produtividade e as de todas as usinas a fio d'água existentes entre o reservatório e o próximo reservatório a jusante.

- correção da energia controlável calculada com produtibilidades equivalentes. Tem por objetivo considerar a influência da variação das alturas de queda líquidas. Para cada mês do período de planejamento, calcula-se o fator de correção associado ao nível máximo do reservatório equivalente, dividindo-se o somatório das energias controláveis referentes aos vários anos do histórico obtidas pelas produtibilidades correspondentes ao nível máximo, pelo mesmo somatório, porém obtido com produtibilidades equivalentes. Os valores médios e mínimos do fator de correção são obtidos substituindo-se as produtibilidades correspondentes ao nível máximo pelas correspondentes a meio volume útil e ao nível mínimo respectivamente. A esses três pontos ajusta-se uma parábola de segundo grau, que define o fator de correção pelo qual deve ser multiplicada a energia controlável em função do nível do reservatório equivalente, conforme ilustrado na Figura 8.

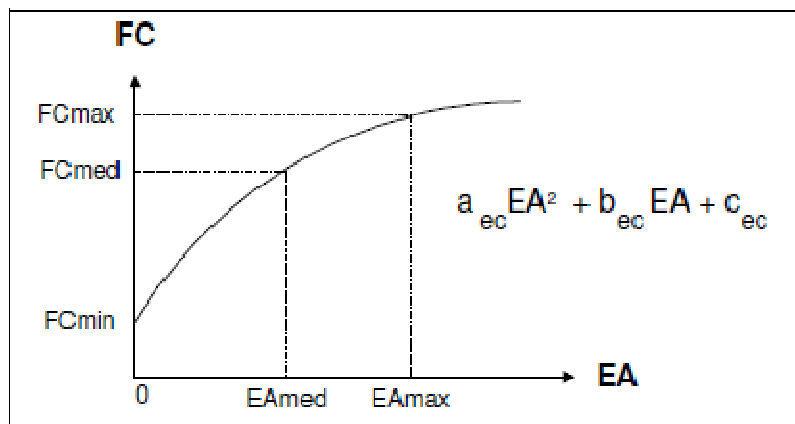


Figura 8 – Fator de correção por Energia Armazenada [15]

Os fatores de correção mensais variam também com as mudanças de configuração.

- Energia a fio d'água afluente ao reservatório equivalente, EFI_{Ot} , calculada multiplicando-se a produtividade de cada usina fio d'água pelo menor dos seguintes valores:

1º) diferença entre o volume afluyente natural a usina a fio d'água e o volume afluyente natural às usinas com reservatório imediatamente à montante da usina a fio d'água;

2º) diferença entre o engolimento máximo da usina a fio d'água e a descarga mínima obrigatória das usinas com reservatório imediatamente a montante da usina a fio d'água.

•Energia de vazão mínima, EVM_t , independe da série hidrológica considerada, dependendo tão somente da configuração. Seu valor máximo é calculado multiplicando-se a descarga mínima obrigatória de cada usina com reservatório pela soma da produtividade, associada a altura queda líquida máxima, e as de todas as usinas fio d'água existentes entre o reservatório e o próximo reservatório a jusante. Os valores médios e mínimos da energia de vazão mínima são obtidos substituindo-se a altura de queda líquida máxima pelas alturas de queda correspondentes a um armazenamento de metade do volume útil e ao nível mínimo operativo. A partir destes três pontos, ajusta-se uma parábola de segundo grau, a partir da qual se obtém a energia de vazão mínima em função da energia armazenada no mês, conforme ilustrado na Figura 9.

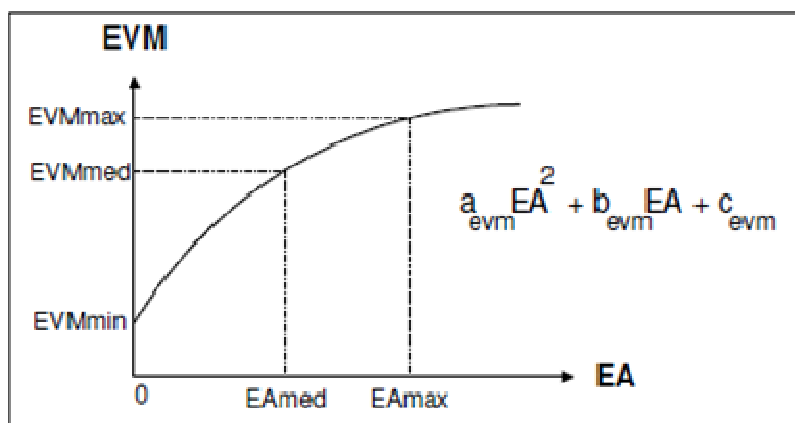


Figura 9 - Energia de vazão mínima por Energia Armazenada [15]

•energia evaporada, EV_{Pt} , obtida através de um parábola de segundo grau ajustada aos pontos $(0, EV_{Pmin})$, $(EAméd, EV_{Pmed})$ e $(EAmáx, EV_{Pmax})$, que relacionam a energia evaporada com a energia armazenada, conforme ilustrado na figura 10.

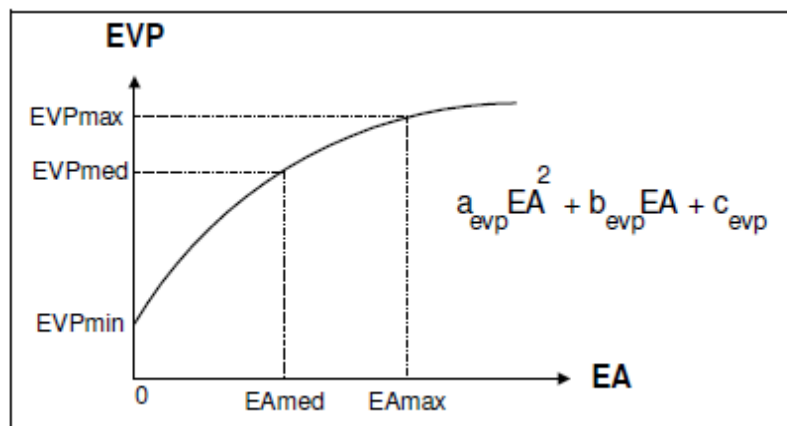


Figura 10 – Energia evaporada por Energia armazenada [15]

Seu valor máximo é calculado multiplicando-se a altura de evaporação de cada reservatório pela área correspondente à altura máxima e pelo produto da produtividade, associada a altura de queda líquida máxima, de todas as usinas existentes (com reservatório e fio d'água) entre o reservatório e a última usina da cascata.

Os valores médios e mínimos da energia evaporada são obtidos substituindo-se a área do reservatório correspondente à altura máxima pelas áreas de reservatório correspondentes às alturas média e mínima, e também a altura de queda líquida máxima pelas alturas de queda correspondentes a um armazenamento de metade do volume útil e ao nível mínimo operativo[15].

- Geração de pequenas usinas é a energia disponível, estágio a estágio, nas pequenas usinas não incluídas na configuração. Devem ser informadas externamente ao programa e formam uma série de valores que são subtraídos do mercado.

- Energia de volume morto consiste no valor energético das afluentes necessárias ao enchimento do volume morto dos novos reservatórios. Estas grandezas consistem em uma série de valores que são adicionados ao mercado durante um período de tempo após o fechamento do reservatório.

- Energia das usinas submotorizadas corresponde a energia disponível em cada uma das novas usinas de reservatório, durante o período de motorização e até que seja instalada sua potência base. É considerada como um recurso para a configuração. Isto é feito, pois a inclusão da nova usina na configuração acarretaria

um erro no cálculo da energia armazenada, uma vez que os volumes armazenados nos reservatórios a montante passariam a ser valorizados nesta usina.

Como sempre haverá aflúências suficientes à operação a plena carga, não há maiores inconvenientes no tratamento em separado descrito acima. Se o reservatório deve ser operado para regularizar usinas à jusante, a usina de reservatório submotorizada deve ser incluída na configuração com rendimento igual a zero.

- Energia de desvio de água consiste no valor energético das aflúências necessárias à retirada ou adição de água de uma usina hidroelétrica com ou sem reservatório. No caso de uma usina com reservatório, esta energia é abatida ou acrescida da energia armazenada mais energia afluenta controlável. No caso de uma usina a fio d'água, esta energia é abatida ou acrescida da energia fio d'água[15].

2.2 Acoplamento hidráulico entre subsistemas

O modelo NEWAVE permite a representação de usinas hidroelétricas de uma mesma bacia hidrográfica que estão contidas em diferentes subsistemas, que por sua vez podem pertencer a submercados distintos. Quando isto ocorre forma-se um acoplamento hidráulico entre subsistemas. Por exemplo, a usina hidroelétrica de Itaipu pode formar um subsistema contido em um submercado próprio. O subsistema Paraná, pertencente ao submercado Sudeste, deflui energia para o subsistema Itaipu, criando-se um acoplamento hidráulico. A representação do submercado Itaipu separadamente do submercado Sudeste permite a representação das restrições de intercâmbio associadas ao elo de corrente contínua de ± 500 KV e a transmissão AC em 765 KV. Outro exemplo, são as usinas Três Marias, Queimado e Retiro que localizam-se mais a montante na bacia do rio São Francisco na região Nordeste do país, mas estão eletricamente interligadas ao submercado Sudeste. Assim, uma representação possível é colocá-las em um subsistema Alto São Francisco, que está associado ao submercado Sudeste, e que deflui energia para o subsistema Nordeste, criando assim um acoplamento hidráulico com ele. A Figura 11 ilustra estas duas representações. A introdução do acoplamento hidráulico entre subsistemas na formulação matemática do problema da determinação da operação ótima do sistema hidrotérmico interligado pode ser encontrada em [16][17].

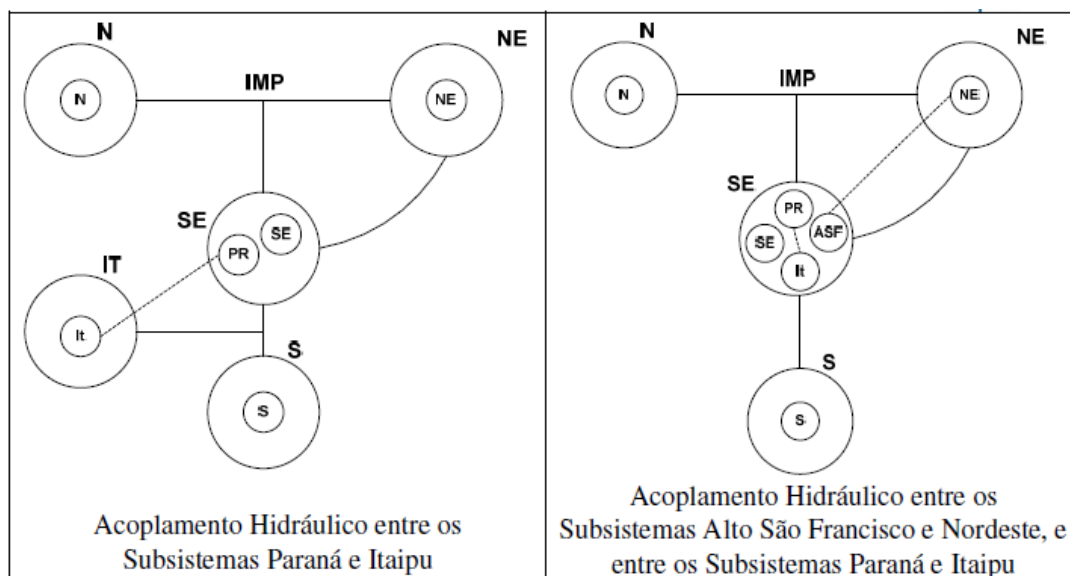


Figura 11 – Exemplos de Acoplamento Hidráulico entre Subsistemas. Extraída da referência [15]

- **Sistema de geração termoeletrico**

As usinas termoeletricas são representadas por grupos de térmicas com custos semelhantes (classes térmicas), que estão associadas a submercados. Os parâmetros básicos das classes termoeletricas são apresentados a seguir:

- geração máxima
- geração mínima
- custo incremental de operação

O déficit de fornecimento de energia é representado como uma unidade termoeletrica de capacidade igual à demanda, com custo de operação igual ao custo atribuído à interrupção de fornecimento de energia. Este custo pode ser variável de acordo com a profundidade do déficit, prevendo-se um máximo de quatro segmentos lineares[16].

- **Demanda**

A demanda de energia para cada submercado é dada em MWmês e representa blocos de energia para cada estágio do período de planejamento. Está previsto até três patamares de demanda por estágio [16].

- **Sistema de transmissão**

A capacidade de interligação entre os submercados é representada através de limites de intercâmbio de energia (MWmês), e pode ser diferenciada por patamar de demanda. Estão previstas perdas de energia no fluxo entre os submercados[16].

2.3. Modelo de energias afluentes

A partir dos registros históricos de vazões naturais afluentes a cada usina hidroelétrica é possível construir a série histórica de energias naturais afluentes a cada subsistema. A energia total afluente a cada subsistema é composta pela energia controlável e pela energia de fio d'água. A seguir, ajusta-se o modelo estocástico autor regressivo periódico de ordem variável, PAR(p), a fim de gerar séries sintéticas de energias que serão utilizadas na simulação FORWARD e BACKWARD do módulo de cálculo da política de operação, e também, na simulação final. Maiores detalhes são encontrados nas referências [18, 19].

2.4 Cálculo da política de operação

O procedimento de PDDE baseia-se na execução iterativa dos seguintes passos:

1. seleção de um conjunto de estados em cada etapa
2. teste de convergência
3. cálculo das funções de custo futuro em cada etapa

A seguir, apresenta-se um sumário dos procedimentos a serem executados em cada um destes passos. A formulação matemática do problema de operação de sistemas hidrotérmicos interligados pode ser encontrada em. Uma descrição detalhada do algoritmo de solução encontra-se em [15,20].

2.5 Seleção de um conjunto de estados

O passo 1 corresponde à simulação *forward* da operação do sistema ao longo do período de estudo, para distintas sequências de energias afluentes. Este procedimento está descrito a seguir.

- a). percorrer as etapas $t = 1, 2, \dots, T$
- b). ler de arquivo um vetor de energias afluentes para a etapa t
- c). ler de arquivo a função de custo futuro da etapa t
- d). ler de arquivo o vetor de energias armazenadas finais da etapa $t-1$ (energias armazenadas iniciais da etapa t)
- e). conhecidos o vetor de energias afluentes, a função de custo futuro e o vetor de energias armazenadas, resolver o subproblema de operação da etapa t .

O procedimento (a)-(e) se repete para diversas sequências de energias afluentes, retiradas do registro histórico ou produzidas pelo modelo estocástico PAR(p).

Esta etapa, além de selecionar os pontos em torno dos quais serão geradas novas aproximações para a função de custo futuro, calcula os limites superior e inferior do valor esperado do custo futuro associado ao estado inicial do primeiro estágio. Estes parâmetros são utilizados para verificar a convergência do algoritmo.

- **Teste de convergência**

Uma vez concluído o passo 1, verifica-se a convergência do algoritmo, isto é, se a função de custo futuro está estimada dentro da tolerância pré-estabelecida. Como o limite superior da função de custo futuro é calculado a partir de uma amostra do espaço de estados, pode-se estabelecer um intervalo de confiança para este valor. A convergência do algoritmo é alcançada quando o limite inferior encontra-se dentro deste intervalo.

- **Cálculo da função de custo futuro**

Caso não tenha sido alcançada a convergência, efetua-se uma simulação *backward* da operação do sistema ao longo do período de estudo, para os diversos estados selecionados no passo 1. Este procedimento está descrito a seguir.

- a). percorrer as etapas no sentido inverso do tempo $t = T, T - 1, K, 1$
- b). percorrer os estados selecionados no passo 1
- c). discretizar, para cada estado, o vetor de energias afluentes da etapa t
- d). conhecidos o vetor de energias armazenadas, o vetor de energias afluentes e a aproximação da função de custo futuro, resolver o subproblema de operação da etapa t
- e). obter nova aproximação para a função de custo futuro

- **Simulação da operação de sistemas interligados**

Uma vez obtida a política de operação ótima, representada pelas funções de custo futuro α_t , faz-se uma simulação da operação do sistema ao longo do período de estudo, para distintas sequencias de vazões. O procedimento de simulação está descrito a seguir:

- a). percorrer as etapas $t = 1, 2, \dots, T$
- b). ler de arquivo um vetor de energias afluentes para a etapa t
- c). ler de arquivo a função de custo futuro da etapa t
- d). ler de arquivo o vetor de energias armazenadas finais da etapa $t-1$ (energias armazenadas iniciais da etapa t)
- e). conhecidos o vetor de energias armazenadas, o vetor de energias afluentes e a função de custo futuro, resolver o subproblema de operação da etapa t .
- f). Colocar em arquivo os resultados da solução do problema (custo de operação, volumes finais, etc.). Regressar ao passo (a).

Procedimento (a)-(f) se repete para diversas sequências de energias afluentes, produzidas pelo modelo estocástico PAR(p). As séries de energias afluentes sintéticas empregadas no cálculo da política de operação e na simulação da operação são distintas.

2.6 Mecanismos de Aversão a Risco

Com o objetivo de garantir maior segurança no abastecimento e minimizar os riscos de racionamento, foram desenvolvidas e implementadas metodologias para a

incorporação de mecanismos de aversão a risco internamente aos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço.

No modelo NEWAVE, estão implementadas estratégias alternativas de Mecanismos de Aversão a Risco (MAR) para manter ou até elevar a segurança do sistema, com o reflexo correspondente no valor do Preço de Liquidação de diferenças (PLD) utilizado para o mercado de curto prazo. Estes mecanismos são:

CAR – Curva de aversão a risco com penalidade fixa e “criativa”;

SAR – Superfície de aversão a risco;

CVaR – Conditioned value at Risk.

2.7 Especificação dos dados de entrada

Os dados de entrada se compõem das seguintes classes:

- relação dos nomes dos arquivos utilizados pelo programa
- dados gerais
- parâmetros para a simulação com a série histórica de vazões afluentes
- dados dos submercados
- dados dos subsistemas (nesta versão cada submercado contém apenas um subsistema)
 - dados da configuração hidroelétrica
 - dados das séries históricas de vazões afluentes dos postos fluviométricos
 - dados das características das usinas hidroelétricas
 - dados de alteração de características de usinas hidroelétricas
 - dados de vazões afluentes
 - dados de configuração térmica
 - dados de características de usinas térmicas
 - dados das classes térmicas
 - dados de patamares de mercado
 - dados de expansão hidroelétrica
 - dados de expansão térmica
 - dados de manutenção programada para usinas térmicas
 - dados de energias afluentes anteriores ao primeiro mês do horizonte de

Planejamento

- dados de vazões a serem desviadas das usinas hidroelétricas
- dados de fatores de perdas nos fluxos de energia entre submercados
- dados de geração térmica mínima
- dados de penalidade
- dados de agrupamento livre de intercâmbio
- dados de antecipação de despacho de usinas térmicas a gás natural liquefeito (GNL)
- dados de geração hidráulica mínima
- dados de Mecanismos de Aversão a Risco: curva de aversão a risco, SAR ou CVaR.

Estes dados estão organizados em arquivos, cada um tratado por uma rotina de leitura específica. Os arquivos manipulados pelo programa NEWAVE serão descritos a seguir. Observe que o nome destes arquivos podem ser modificados pelo usuário para identificação do caso-estudo, com exceção dos arquivos de cadastro de usinas hidráulicas, vazões e postos fluviométricos. Alterações nestes arquivos devem ser realizadas apenas pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico [15].

- Dados de entrada relevantes ao estudo :

- **Dados de Carga/Oferta Adicionais**(C_adic.dat)

-Carga/Oferta Adicional por submercado para o mês de estudo

- **Dados das usinas termoeletricas** (Ex.: term.dat)

O arquivo de dados de usinas termoeletricas possui um registro para cada usina. Cada registro contém informações sobre as características das usinas descritas abaixo :

- Nome da usina
- Capacidade instalada (MW)(Pot)
- Disponibilidade(Di)
- Fator capacidade máxima (Fcmáx)
- Taxa esperada de interrupção forçada (TEIF)

- Indisponibilidade programada (IP) da usina térmica para os demais anos do estudo

O índice de indisponibilidade programada para os demais anos de planejamento (exceto o primeiro ou segundo, informados no arquivo de manutenção) e a geração térmica mínima dos 12 meses do primeiro ano e um valor constante para os demais meses.

- **Disponibilidade:**

A disponibilidade média mensal de uma usina termelétrica é dada por:

$$Disp = Pot \times F_{max} \times (1 - Teif) \times (1 - IP)$$

onde,

Pot = potência instalada da usina em MW;

F_{max} = percentual da potencia instalada que a usina consegue gerar continuamente

TEIF = à taxa média de indisponibilidade programada.

IP = taxa de indisponibilidade programada

- Disponibilidade será a variável de entrada considerada para o estudo.

A ONS ao despachar uma usina termelétrica espera que a mesma entregue a energia disponibilizada, e a ONS baseia-se no NEWAVE para realizar as ordens de despacho. O Newave ao realizar todas suas iterações, considera que ao serem acionadas, as usinas termelétricas entreguem o montante disponível e, assim chegar em um custo de operação ótimo do sistema como já descrito neste trabalho. Assim havendo defasagem entre a Disponibilidade assegurada das termoeletricas e o montante realmente sendo entregue ao SIN isso impactará no custo marginal de operação do sistema como mostrará o estudo.

2.8 Saídas

Arquivos de saída para a opção Tabelas:

O programa criará vários arquivos de saída; seus nomes estarão relacionados com as variáveis que os criaram. Cada arquivo conterá as informações específicas de cada variável em um determinado subsistema ou submercado conforme a variável especificada, ou seja, para cada variável (com exceção do intercâmbio) serão criados tantos arquivos quantos forem os subsistemas ou submercados do estudo.

Variáveis que geram os arquivos de saída:

- Custos Marginais (\$/MWh)
- Déficits (MWmês)
- Energia Natural Afluenta Líquida (MWmês)
- Energia Armazenada Final (MWmês)
- Energia Fio D'água Bruta (MWmês)
- Evaporação (MWmês)
- Vertimento (MWmês)
- Vazão Mínima (MWmês)
- Geração Hidráulica (MWmês)
- Geração Térmica (MWmês)
- Intercâmbios (MWmês)
- Demanda Líquida (MWmês)
- Valor da Água (\$/MWh)
- Enchimento de Volume Morto (MWmês)
- Geração Hidráulica Máxima (MWmês)
- Energia de Desvio de Água (MWmês)
- Benefício do intercâmbio (\$/MWh)
- Benefício de agrupamento de intercâmbios (\$/MWh)
- Fator de Correção de Energia Controlável
- Geração Hidráulica Total (MWmês)
- Energia Natural Afluenta Bruta (MWmês)
- Violação dos requisitos da curva de aversão a risco (MWmês)
- Acionamento do mecanismo de aversão a risco
- Penalidade por invasão da curva de aversão a risco (\$/MWh)
- Custo de operação do período (\$)
- Custo total de geração térmica (\$)
- Custo total referente aos déficits (\$)

- Geração Fio D'água Líquida (MWmês)
- Perdas por engolimento máximo de usinas à fio d'água (MWmês)
- Energia afluyente Fio D'água Líquida (MWmês)
- Benefício marginal de despacho antecipado para usinas térmicas a gás natural liquefeito(GNL) (\$/MWh)
- Violação da meta de geração hidráulica máxima (MWmês)
- Excesso de geração térmica mínima, fio d'água e vazão mínima (MWmês)
- Excesso de energia de vazão mínima (MWmês). Pode ficar também alocado nesta variável um excesso de energia por submotrização ou energia a fio d'água
- Excesso de geração térmica mínima (MWmês). Pode ficar também alocado nesta variável um excesso de energia por submotrização ou energia a fio d'água

- **Saídas de Interesse ao estudo**

Agora após o calculo da função de Custo Futuro e sua iterações o NEWAVE nos dá como saída o Custo Marginal de operação do Sistema (CMO) que será analisado para valorar o impacto entre as diferenças da Disponibilidade oferecida(entrada) e a energia realmente entregue ao SIN.

3 EMBASAMENTO TERMOELÉTRICO PARA O ESTUDO

O processo fundamental de funcionamento das usinas termoeletricas não se diferencia das usinas hidráulicas, ele baseia-se de uma turbina que é acoplada a um gerador por meio de um eixo, a diferença está na turbina, a hidráulica é movida pela força das águas, já a térmica é movida por um fluido que produzirá, em seu processo de expansão, trabalho em turbinas térmicas. Este fluido, em geral utiliza-se água, é aquecido em uma caldeira que muda seu estado físico, de líquido para vapor, aumentando seu volume, esse volume aumentado passa pela turbina realizando grande quantidade de trabalho convertido em energia mecânica. Após a turbina, o fluido é resfriado em grandes radiadores para retornar ao estado líquido ocupando um menor volume, então ele é bombeado de volta para a caldeira fechando-se o ciclo. O que diferencia as usinas quanto ao combustível é o tipo da caldeira, podendo ser aquecida com gás, carvão mineral, óleo diesel ou até energia nuclear.

O modelo de um sistema termoeletrico deve considerar as diversas classes de usinas termoeletricas classificadas conforme os custos de operação (tipos de combustíveis), restrições de geração mínima e máxima de cada usina, tempo de ligamento e desligamento, restrições de rampa de carga, eficiência das caldeiras e dos conjuntos turbina/gerador, indisponibilidade forçada e programada, etc [21].

Entre os custos de operação das UTEs o mais importante para a análise de despacho da ONS é o Custo de Valor Unitário (R\$/MWh) que é o custo em reais para uma UTE produzir 1MWh a mais para o sistema, cada UTE tem seu CVU pois ele varia de acordo com o combustível utilizado e pelo rendimento da usina.

O CVU é constituído de duas parcelas: uma apropriando o custo do combustível e outra os demais custos variáveis, ou seja:

$$CVU = C_{comb} + C_{O\&M}$$

Onde:

CVU = Custo Variável Unitário em R\$/MWh

C_{comb} = Custo do combustível destinada à geração em energia em R\$/Mwh

$C_{O\&M}$ = demais custos variáveis, em R\$/Mwh

3.1 Despacho Térmico por ordem de mérito

O ONS despacha semanalmente para atendimento da carga, as térmicas por ordem de mérito, que são aquelas que apresentam CVU menor do que o custo marginal de operação. O CMO, base para a formação do PLD, é o custo de atender uma unidade adicional de carga, normalmente possui um valor próximo da última térmica despachada.

A ordem de despacho das usinas, feita pelo ONS é definida pela energia de menor custo. Geralmente, começa com a geração de energia das hidrelétricas e, na sequência, a geração pelas térmicas de menor custo, desde que a usina tenha condições técnicas, inclusive combustível. Ao permitir que as usinas termelétricas gerem com a maior antecedência possível, a Aneel pretende aumentar a oferta de geração de energia desse segmento e proporcionar mais segurança ao SIN.

A decisão da Agência não trará reflexos econômicos nas tarifas dos consumidores finais. A justificativa é que, ao despachar uma usina térmica, a hidrelétrica é poupada e, conseqüentemente, haverá armazenamento adicional de água nos reservatórios das usinas indicadas no sistema. Para efeitos contábeis, a Aneel estabeleceu uma relação dos reservatórios de 19 usinas hidrelétricas nos subsistemas Sul, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste onde o montante de geração fora da ordem de mérito será armazenado. A geração térmica nessas condições será apurada e registrada pelo ONS em conta específica, em megawatt-hora (MWh), por agente de geração e por subsistema.

O agente deverá solicitar ao ONS, no máximo até sexta-feira de cada semana, a inclusão da usina para despacho fora da ordem na programação da semana seguinte. E até o dia 15 de cada mês, o Operador deverá informar o montante de geração efetuado fora da ordem de mérito; as usinas que geraram em tempo real em substituição às despachadas na ordem de mérito de custo; e o saldo em conta disponível para cada agente em cada subsistema [22].

4 METODOLOGIA

4.1 Obtenção do CMO oficial

Mensalmente a ONS encaminha à CCEE o *deck*, conjunto de arquivos, com os dados utilizados para o processamento do NEWAVE para obtenção do CMO. Os dados recebidos pela CCEE são públicos. O *deck* referente ao mês de abril de 2014 foi rodado para estabelecer o caso base do estudo e o CMO base utilizado pelo governo.

Como saída o NEWAVE gera para cada submercado um arquivo com 2000 cenários hidrológicos mensais onde cada cenário tem o respectivo CMO de cada patamar de carga (leve, médio, pesado) durante o horizonte do estudo como exemplificado na Figura 1. Neste trabalho leva-se somente em consideração o patamar médio dentro do submercado Nordeste afim de realizar o estudo em uma usina pertencente a este submercado:

	abr/14	mai/14	jun/14	jul/14	ago/14	set/14	out/14	nov/14	dez/14	jan/15	fev/15	mar/15
1	664,55	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	676,10	677,74	330,07	462,25
2	587,70	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	544,13	615,62	822,83	822,83
3	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	591,89	615,48	116,61	59,28	15,62
4	757,14	822,83	693,15	822,83	822,83	822,83	822,83	626,52	578,17	266,66	328,72	269,65
5	664,11	822,83	822,83	822,83	822,83	784,89	617,56	615,48	693,15	822,83	461,56	497,89
6	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	743,10	712,69	822,83	308,35	303,28
.
.
.
1996	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83
1997	759,05	822,83	822,83	822,83	659,08	673,14	489,55	692,92	467,71	114,58	175,46	234,46
1998	663,77	822,83	693,15	679,18	697,51	773,82	496,56	582,22	617,52	822,83	744,61	574,06
1999	617,30	822,83	822,83	822,83	822,83	810,84	822,83	822,83	822,83	476,16	379,81	332,73
2000	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	822,83	773,02	822,83	751,22	423,95	400,31

Figura 12- Exemplo de saídas do CMO referente aos 2000 cenários hidrológicos mensais no patamar médio do submercado Nordeste

Para análise as saídas de CMO serão representadas por uma matriz $C_{i,j}$ onde i é o numero do cenário e j o mês. O CMO mensal será a média dos 2000 cenários de cada mês, calculado pela equação abaixo:

$$CMO_j = \sum_{i=1}^{2000} \frac{C_{ij}}{2000}$$

Onde: CMO = Custo Marginal de Operação médio referente ao mês j

$C_{i,j}$ = Matriz dos 2000 cenários hidrológicos mensais e seus CMOs

i = Cenário Hidrológico

j = mês do estudo

4.2 Cálculo do novo CMO

Para início de análise foi calculada a diferença entre a disponibilidade declarada e a disponibilidade entregue:

- Para a disponibilidade entregue (geração realizada) foi analisado o histórico da operação, mais especificamente o histórico de geração de energia térmica, sendo verificado dia à dia durante o mês de Março (dados públicos oferecidos pela ONS).
- As disponibilidades declaradas das UTEs foram retiradas dos seguintes dados do deck oficial da ONS do mês de Março (mais especificamente no arquivo de entrada term.dat.):

$$Disp = Pot \times Fcmax \times (1 - TEIF) \times (1 - IP)$$

Pot = potência instalada da usina em MW;

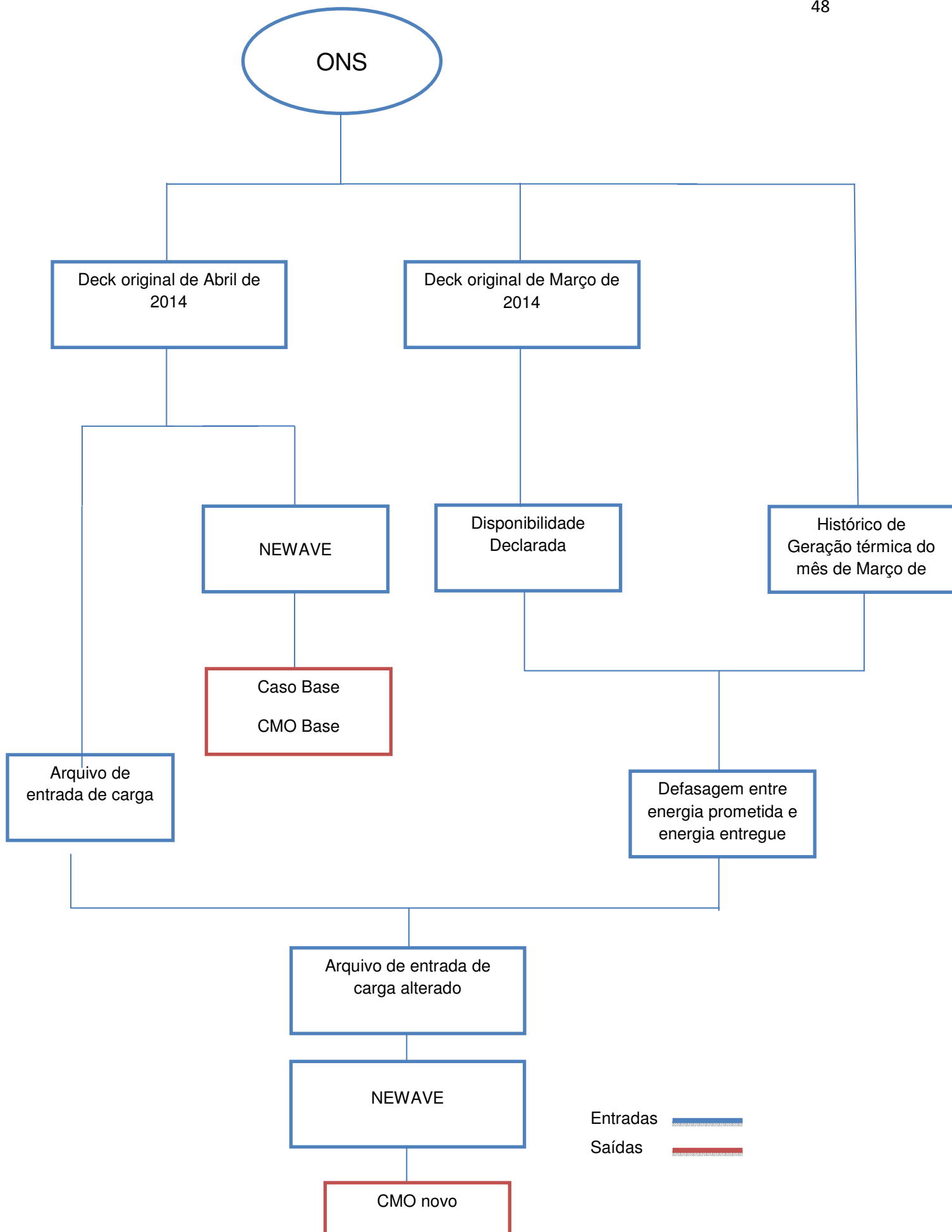
Fcmax = percentual da potencia instalada que a usina consegue gerar continuamente

TEIF = à taxa média de indisponibilidade programada.

IP = taxa de indisponibilidade forçada

Assim com os dados da disponibilidade utilizados no *deck* de arquivos oficial da ONS utilizado no NEWAVE e com a geração realizada a cada dia durante o mês de Março de 2014 foi possível comparar o prometido com uma média mensal do entregue pelas UTEs.

Após o cálculo da defasagem entre a disponibilidade declarada e a entregue temos uma diferença percentual que será modificada nas entradas do NEWAVE no *deck* de Abril para se obter um novo caso e CMO relacionado para comparação com o caso base como demonstrado no fluxograma a seguir:



4.3 Alterando as entradas para obtenção do novo CMO

Para representar essa defasagem entre disponibilidade declarada e entregue ao NEWAVE, não será diminuída em suas entradas a Potência(disponibilidade) fornecida pelas térmicas em mesma escala da defasagem, pois isso impactaria em uma diminuição no CMO devido a menor quantidade de energia térmica produzida, diminuindo o custo de produção do sistema. Essa defasagem será enxergada pelo sistema como um aumento de carga pois ao não entregar 100% de sua potência disponibilizada as UTEs deixam de suprir uma quantidade de energia que será enxergada pelo sistema como uma carga a ser atendida, ou seja um aumento de carga impactando em um aumento do CMO.

Assim para obtenção do novo CMO foi alterado o dado de entrada **C_adic.dat**, para simular um aumento de carga igual a energia não entregue devido a defasagem entre disponibilidade declarada e entregue.

Novamente o NEWAVE gera como saída para cada submercado um arquivo com 2000 cenários hidrológicos mensais onde cada cenário tem seu respectivo CMO de cada patamar (leve, médio, pesado) durante o horizonte do estudo. O estudo levará somente em consideração o patamar médio dentro do submercado Nordeste afim de realizar o estudo em uma usina pertencente a este submercado.

Agora temos outra matriz, C'_{ij} , de onde será calculado o CMO médio de cada mês durante o período do estudo.

$$CMO'_j = \sum_{i=1}^{2000} \frac{C_{ij}}{2000}$$

Obtidos o CMO_j (caso base)e o CMO'_j (caso alterado) torna-se uma possível uma comparação mensal entre o CMO oficial e o CMO' obtido utilizando-se dados mais reais de potência entregue pelas UTEs ao SIN.

4.4 Simulação da diferença entre CMO(oficial) e CMO' (obtido) em uma UTE em sua probabilidade de despacho

A probabilidade de despacho de uma UTE é analisada no arquivo de saída do CMO aferindo mensalmente em todas as 2000 séries hidrológicas a quantidade em que a mesma estaria despachada.

Em prol do estudo foi simulado duas probabilidades de despacho em uma usina fictícia pertencente ao submercado nordeste com CVU de 725 R\$/MWh, a primeira utilizando o CMO advindo deck original da ONS e uma segunda utilizando o CMO obtido do deck alterado.

Para análise de probabilidade de despacho somente é necessário utilizar o CVU da usina tendo em vista o critério utilizado pela ONS para coordenação do SIN

- Quando seu Custo Variável Unitário (CVU) for inferior ao CMO, a usina estará despachada no limite de sua disponibilidade.
- Caso contrário, a usina irá gerar o equivalente à sua inflexibilidade (nível de geração mínima obrigatória declarado pelo agente gerador)

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{se } CMO_{s,c,m} \geq CVU \Rightarrow Gera_{c,m} = Disp_m \\ \text{se } CMO_{s,c,m} < CVU \Rightarrow Gera_{c,m} = Inflex_m \end{array} \right\}$$

Onde:

c = índice de cada submercado (no caso Nordeste)

s = índice de cada cenário hidrológico (1 a 2000)

m = índice de cada mês (1 a 12)

Gera_{c,m} = despacho

Para o cálculo da probabilidade de despacho em cada mês com suas 2000 séries hidrológicas foi realizado o seguinte cálculo utilizando o CVU e CMOs :

- Probabilidade de Despacho referente ao mês j(1 a 12) utilizando o CMO obitido pelo deck oficial da ONS:

$$\text{Prob}(j) = \sum_{i=1}^{2000} \frac{C_{ij}}{2000} \text{ onde } \begin{cases} C_{ij} = 0 \text{ se } CVU > C_{ij} \\ C_{ij} = 1 \text{ se } CVU \leq C_{ij} \end{cases}$$

- Probabilidade de Despacho referente ao mês j(1 a 12) utilizando o CMO` obtido pelas entradas alteradas:

$$\text{Prob`}(j) = \sum_{i=1}^{2000} \frac{C'_{ij}}{2000} \text{ onde } \begin{cases} C'_{ij} = 0 \text{ se } CVU > C'_{ij} \\ C'_{ij} = 1 \text{ se } CVU \leq C'_{ij} \end{cases}$$

J = mês (1 a 12)

i = cenário (1 a 2000)

[C]_{i,j}= matriz de CMOs referente ao deck de arquivos original da ONS de Março de 2014.

[C']_{i,j}= matriz de CMOs obtida com alteração das entradas.

A primeira utilizando o CMO obtido do caso base da ONS e uma segunda utilizando o CMO` obtido do caso alterado com o aumento de carga devido a parte da disponibilidade não entregue pelas UTEs ao SIN. Assim sendo possível comparar mês a mês o impacto do CMO na probabilidade de despacho da UTE.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 Defasagem entre o despacho esperado e despacho realizado pelas UTEs no mês de março de 2014:

A ONS espera ao despachar uma UTE que ela entregue ao SIN sua disponibilidade, o que já é menor que sua potência nominal ($\text{Disp} = \text{Pot} \times F_{\text{cmax}} \times (1 - \text{TEIF}) \times (1 - \text{IP})$), devido as suas taxas de interrupções programadas e forçadas.

Ao analisarmos os relatórios provenientes do boletim diário de operação do ONS¹ (www.ons.org.br/resultados_operacao/boletim_diario/index.htm) em específico o despacho térmico realizado no mês de março de 2014, pode ser aferido que houve uma defasagem de 12% entre o que foi disponibilizado e o que foi realmente entregue ao SIN pelas UTEs, como é possível observarmos na Figura 13 em sequência que demonstra usina à usina a disponibilidade prometida e a potência entregue ao SIN pelas UTEs.³

¹ BOLETIM DIÁRIO DA OPERAÇÃO ONS. Disponível em: <www.ons.org.br/resultados_operacao/boletim_diario/index.htm>. Acesso em: 20 abr. 2014.

Usinas	Codigo BDT	Disponibilidade	Pot	FCMX	TEIF	IP	Media verificada
ANGRA I	RJUSAN01	559,962	640	100	3	9,8	551,526
ANGRA II	RJUSAN02	1229,893	1350	100	0,64	8,31	1352,866
B.L.SOBRIHO	RJUTEB	334,168	386	100	8,91	4,96	328,054
CARIOBA	SPCAR	36,000	36	100	0	0	0,000
DAIA	GOENDA	42,223	44	100	2,08	2	6,652
FER.GASPARIAN	SPNPI	526,142	572	97	2,31	2,93	509,877
GOV.L.BRIZOLA	RJUTTR	973,007	1036	100	3,83	2,34	898,185
IGARAPE	MGIGPE	101,295	131	100	9,91	14,17	82,036
JUIZ DE FORA	MGUTJF	84,358	87	100	1,79	1,27	79,962
L.C.PRESTES	MSTLA	328,837	350	100	2,77	3,37	244,208
MARIO LAGO	RJUTME	843,404	929	100	5,96	3,46	847,818
NORTE FLUMINENSE 1	RJUTNF	400,000	400	100	0	0	793,037
P.MEDICI	RSUPME	38,332	126	100	55,91	31	50,615
PETROLINA	PECEPT	118,753	136	100	10,79	2,12	20,264
PIRATININGA	SPPI	164,287	200	100	6,57	12,08	0,000
ROMULO ALMEIDA	BAUTFA	105,866	138	100	18,38	6,01	66,328
TERMOCEARÁ	CEUSCJ	203,893	223	100	4,38	4,38	108,838
SANTA CRUZ	RJUSSC	51,285	436	92	13,67	85,19	267,619
TER BRASÍLIA	DFTBB	7,367	10	100	0	26,33	0,000
TERMOCABO	PETPRD	47,598	50	100	0,89	3,95	24,030
U. W.ARJONA	MSUTWA	182,251	206	100	8,32	3,5	145,385
U.ARAUCARIA	PRARC	453,546	485	100	2,12	4,46	465,942
U.CHARQUEADAS	RSUTCH	48,731	72	100	10,65	24,25	48,195
U.JLACERDA-A 1	SCUTLA	81,299	100	100	8,54	11,11	172,224
U.JLACERDA-A 2		118,347	132	100	3,74	6,86	0,000
U.JLACERDA-B	SCUTLB	231,284	262	100	1,62	10,27	210,011
U.JLACERDA-C	SCUTLC	309,279	363	100	3,88	11,36	335,121
U.URUGUAIANA	RSUTUR	164,219	640	100	0,12	74,31	169,297
U. FIGUEIRA	PRUFRA	11,448	20	100	17,58	30,55	7,392
U. PERNAMBUCO	PEUTPE	457,916	533	100	9,85	4,7	422,235
U. FORTALEZA	CEUTFO	306,448	327	100	2,37	4,01	285,416
JE.SO.PEREIRA	RNUJSP	286,986	368	84	4,77	2,51	278,895
U. AURELIANO CHAVES	MGUTIB	210,339	226	100	1,44	5,57	148,323
U. CUIABA	MTUSCU	474,439	529	100	3,22	7,33	399,903
U. SOL	ESUSOL	146,684	197	100	9,13	18,06	91,046
XAVANTES	GOMAXA	52,244	54	100	3,02	0,24	49,518
GOIANIA 2	GOGYN2	132,346	140	100	5,04	0,45	68,222
POTIGUAR	RNUPU	52,471	53	100	0,53	0,47	1,503
POTIGUAR III	RNUPT	65,162	66	100	1,23	0,04	1,537
PAU FERRO I	PEUPF1	92,398	94	100	1,27	0,44	1,597
TERMO MANAUS	PEUTM	139,189	143	100	1,91	0,77	2,996
CAMAÇARI MURICY I	BAUCM	142,040	152	100	4,46	2,19	128,351
EUZEBIO ROCHA	SPCUB	66,714	85	100	1	20,72	70,552
TERMONORTE II	ROTN2	321,201	340	100	1,94	3,66	201,153
CAMAÇARI POLO I	BAUCP	141,009	150	100	5,15	0,89	118,351
GERAMAR II	MAGM2	155,320	166	96	0,9	1,65	93,455
GERAMAR I	MAGM1	154,803	166	96	1,48	1,4	92,861
VIANA	ESUTEV	171,673	175	100	0,83	1,08	167,863
LINHARES	ESUTLI	197,784	204	100	1,31	1,76	200,338
TERMONORDESTE	PBUTN	152,052	171	95	5,35	1,11	90,798
ATLANTICO	RJCSA	424,000	424	100	0	0	355,866
CANDIOTA III	RSUTEC	289,928	350	100	10,89	7,04	223,186
MARACANAÚ I	CEUMU	157,318	168	100	5,25	1,17	96,681
TERMO PARAÍBA	PBUTP	151,996	171	95	5,27	1,23	79,446
CAMPINA GRANDE	PBUCG	163,087	169	100	1,86	1,67	112,579
GLOBAL I	BAUGU	144,284	149	100	1,75	1,44	84,645
GLOBAL II	BAUGD	138,407	149	100	4,63	2,6	84,868
PALMEIRAS DE GOIÁS	GOUTP	133,734	176	80	3,1	1,98	138,803
PORTO PECÉM I	CEUTPC	637,622	720	100	2,64	9,04	615,032
PORTO ITAQUI	MAUTPI	342,189	360	100	1,5	3,5	259,804
MARANHÃO IV	MAUTM4	327,928	338	100	1	2	330,537
MARANHÃO V	MAUTM5	327,928	338	100	1	2	334,104
SUAPE II	PEUTSD	369,646	381	100	1	2	212,694
APARECIDA	AMAA	150,006	166	100	4	5,87	148,618
CRISTIANO ROCHA	AMCR	66,714	85	100	1	20,72	67,065
JARAQUI	AMJA	62,640	75	87	4	0	60,032
MANAUAARA	AMMA	65,070	67	100	2,5	0,39	65,684
MAUÁ BLOCO 3	AMMU3	100,014	110	100	4	5,29	79,088
MAUÁ BLOCO 4	AMMU	121,500	150	100	10	10	60,874
PONTA NEGRA	AMGE	64,009	66	100	2,5	0,53	65,535
TAMBAQUI	AMTA	62,640	75	87	4	0	61,262
PORTO PECÉM II	CEUTPD	346,942	365	100	1,5	3,5	200,000
PERNAMBUCO III	PEUTPT	195,010	201	100	1	2	154,945
PARNAÍBA IV	MAUTP4	55,163	56	100	0,5	1	54,532
NOVA VENÉCIA	MAUTNV	170,755	176	100	1	2	161,759
	SOMA	16784,81994					14808,03871
	Defasagem	-12%					

Figura 13 - Tabela da Disponibilidade X Potência Entregue referente ao mês de Março de 2014.

Segue abaixo um gráfico que demonstra a energia entregue dia à dia durante o mês de Março de 2014 pelas UTEs ao SIN, e uma comparação entre a energia disponibilizada e a energia média entregue neste mês.

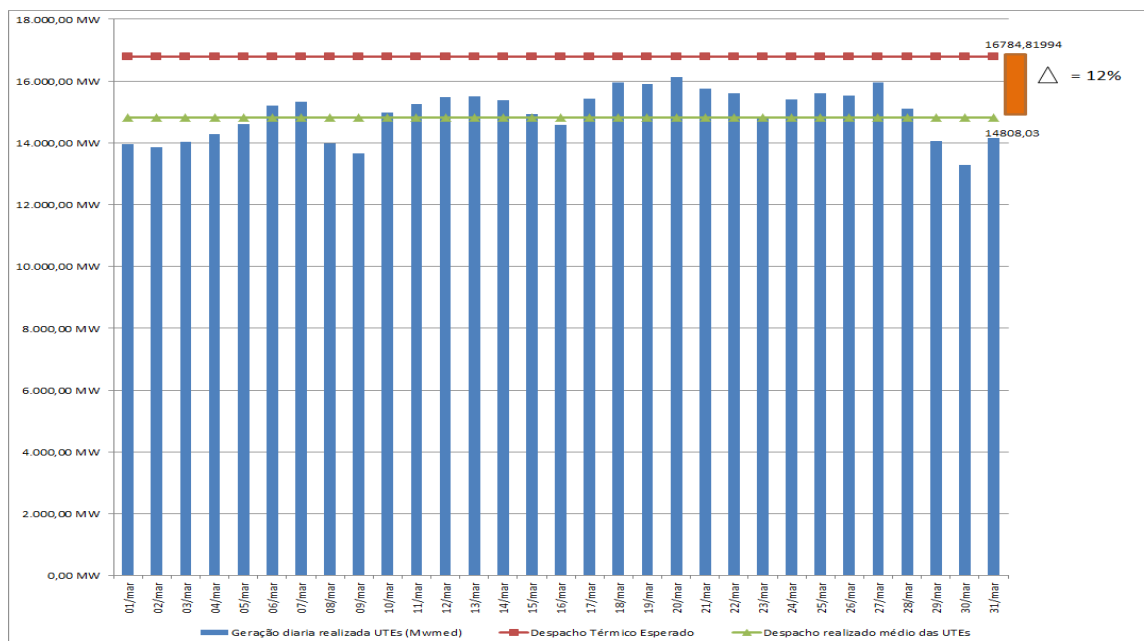


Figura 14 - Geração diária das UTEs , Despacho Térmico Esperado(disponibilidade) e Despacho térmico realizado.

Esta defasagem de 12% do disponibilizado e o entregue pelas UTEs faz o SIN enxergar como um aumento de carga, pois o mesmo considerando que as UTEs estão despachando 100% de sua disponibilidade interpreta essa carga à ser atendida como um aumento de carga que impacta no Custo Marginal de Operação do sistema como será mostrado.

5.2 Impacto no CMO

Após calculada a energia não entregue ao SIN pelas UTEs, foi possível mudar as entradas do NEWAVE de modo que ele enxergasse esse aumento de carga no SIN e assim gerar um novo Custo Marginal de Operação no horizonte do estudo. E como esperado foi averiguado um aumento na expectativa do Custo Marginal de Operação do sistema considerando os mesmos cenários hidrológicos para os dois casos, conforme mostrado na figura 15.

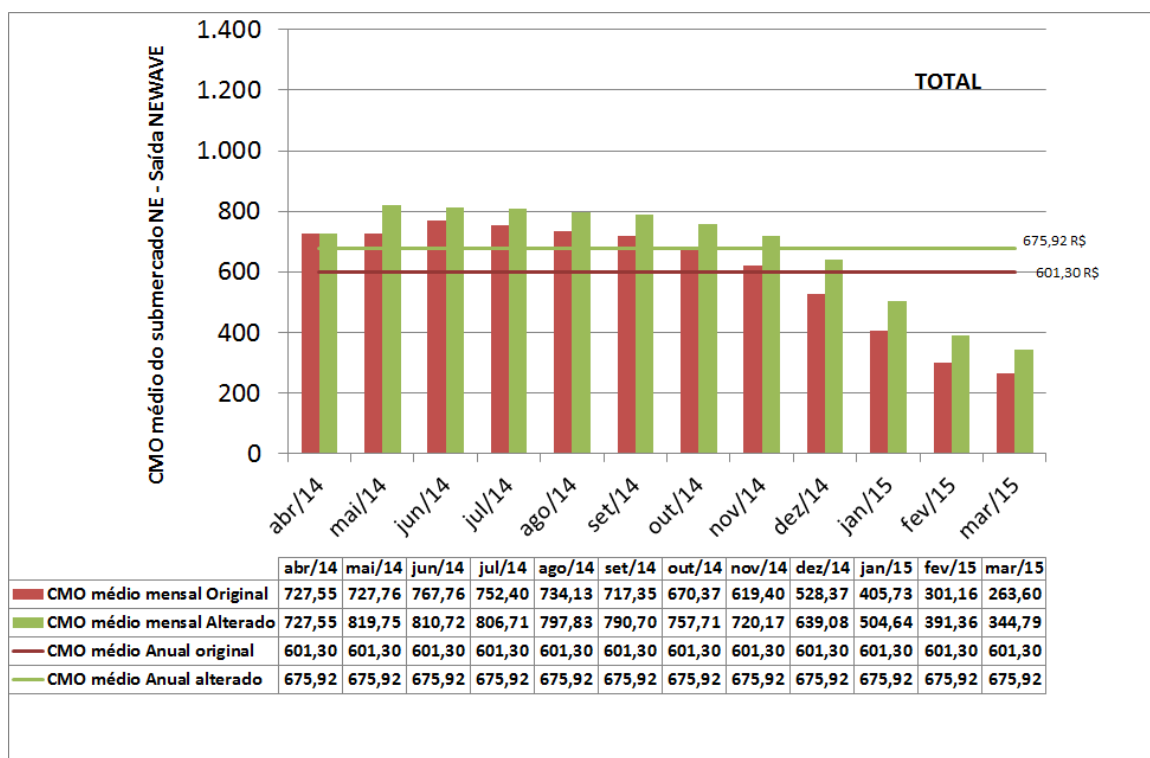


Figura 15 - CMO original e CMO obtido devido a energia não entregue pelas UTEs

Utilizando o *deck, conjunto de arquivos* original da ONS, com a visão do horizonte de estudo de um ano obtém-se um CMO médio de 601,30 R\$/MWh, quando introduzido o aumento de carga devido a energia não entregue pelas UTEs temos um CMO` (novo) médio de 675,92 R\$/MWh. Aumento considerável no custo médio de operação do sistema no horizonte de um ano de 74,62 R\$/MWh.

5.3 Impacto na probabilidade de despacho

Este aumento no custo de operação do sistema elétrico por sua vez impacta no despacho das UTEs sendo critério decisivo para seus despachos. Para o estudo foi simulado o impacto na probabilidade de despacho de uma UTE com CVU de 725 R\$/MWh. Com o CMO original esta usina possuía uma probabilidade de despacho de 43% durante o ano de estudo, ou seja era esperado que estivesse em funcionamento 43% do ano. Já com o CMO` (novo) advindo do estudo esta mesma UTE tem 64% de chance de despacho ao longo do ano como demonstra o gráfico da Figura 16.

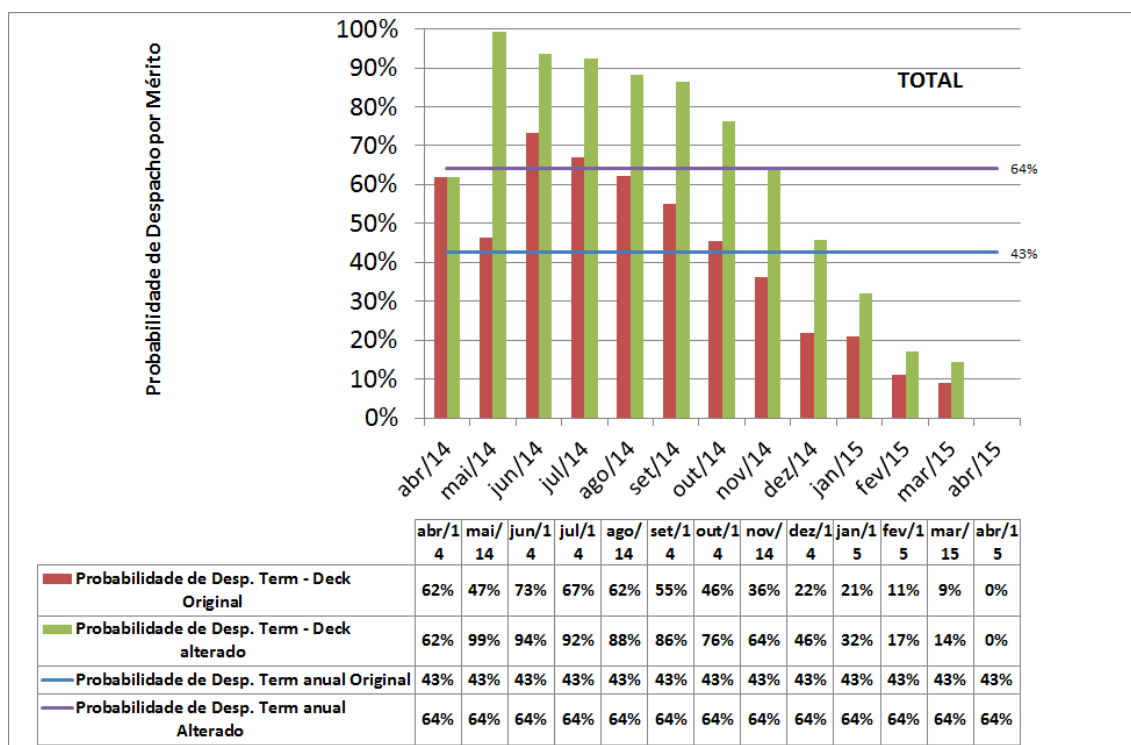


Figura 16 - Probabilidade de despacho com CMO e CMO'(novo) em uma usina com CVU = 725R\$/Mwh

6 CONCLUSÕES

No governo atual, a ordem é evitar qualquer alarde sobre eventuais racionamentos de energia. Maurício Tolmasquim, presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) já descartou qualquer risco e disse que a situação do país neste ano é melhor do que em 2013. "O modelo atual é baseado em uma matemática que determina o acionamento das térmicas nos períodos secos e sempre que houver riscos ao nível dos reservatórios. Temos que nos acostumar com esta convivência [com um sistema hidrotérmico]. Então é normal o acionamento das térmicas e faz parte do sistema, uma vez que nós temos cada vez menos reservatórios", explicou.

O acionamento das térmicas é normal e faz parte do sistema, porém como este trabalho de conclusão de curso mostrou o software NEWAVE leva em consideração que quando despachadas as UTEs entregam 100% de sua disponibilidade ao sistema, fato que não foi realizado no mês de Março de 2014 como demonstrado no estudo. E ao não entregar sua disponibilidade ao sistema, o mesmo enxerga essa defasagem entre disponibilidade e potência entregue como carga a ser atendida e como esperado gera um aumento no CMO do sistema. Como foi demonstrado uma defasagem de 12% entre o disponibilizado e o entregue pelas UTEs gerou um aumento no CMO que no horizonte de um ano foi de 601,30R\$ para 675,92R\$ médios.

Em primeira vista isso parece lógico mas seu real impacto há de ser estudado , pois as UTEs por sua vez utilizam as predições do CMO geradas pela ONS através do NEWAVE em um horizonte de estudo para realizar seu planejamento de operação ,e assim obtendo uma probabilidade de despacho ou seja uma probabilidade de quanto tempo ela estaria gerando energia no horizonte de estudo que no caso foi de 1 ano. Para assim poder planejar suas compras de combustíveis, manutenções e operação.

Ao se basearem em uma predição de CMO que não leva em consideração esse aumento de carga devido a energia não entregue pelas UTEs, as térmicas fazem um planejamento de operação baseado em uma probabilidade de despacho advinda de um CMO previsto mais baixo, na UTE estudada com CVU de 725 R\$/MWh obteve-se uma probabilidade de despacho de 43% . Ao ser calculado a probabilidade de despacho com o CMO obtido levando em consideração o aumento de carga devido a energia não entregue pelas UTEs foi calculado uma probabilidade de 64% , ou seja é

esperado que a usina esteja operando 64% do ano, assim essa diferença pode causar um má planejamento de operação da UTE o que por sua vez poderia acarretar novamente na diferença entre o disponibilizado e o entregue, prejudicando o sistema novamente defasando o CMO.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[8] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução autorizativa n. 328 de 12 de agosto de 2004**. Aprova o Estatuto do Operador Nacional do Sistema Elétrico-ONS. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/rea2004328.pdf>>. Acesso em: 20 abr. 2014.

[2] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. CADERNOS temáticos. **Energia no Brasil e no mundo: características gerais**. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 4 abr. 2014.

[5] CEPEL. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Manual de Referência: modelo Newave**. Rio de Janeiro: Relatório Técnico, 2009.

[3] GOLDEMBERG, J. Energia e desenvolvimento. **Estudos Avançados**. São Paulo: v. 12, n. 33, 1998. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1590/S0103-40141998000200002>>. Acesso em: 20 maio 2014.

[1] GOMES, J. P. P.; VIEIRA, M. F. V. O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002. **Revista de Administração Pública**, Rio de Janeiro. v. 43, n. 2, 2009. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1590/S0034-76122009000200002>>. Acesso em: 4 abr. 2014.

[22] INFORMATIVO Semanal. Boletim da energia, n. 277, jun. 2007. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/boletim277.htm>> Acesso em: 20 maio 2014.

[7] LANDAU, E.; SAMPAIO, P. O setor elétrico em uma visão introdutória. In: LANDAU, E. **Regulação jurídica do setor elétrico**. Rio de Janeiro: Lumen Iuris, 2006.

[4] LANZOTTI, C. R.; CORREIA, P. B.; SILVA, A. J. Comercialização de energia: experiências internacionais e brasileira. **Revista CBE**, v. 2, p. 92-99, 2002.

[14] MACEIRA, M. E. P. et al. Hourly generation dispatch with detailed representation of hydraulic constraints. In: PROCEEDINGS OF THE VII SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING - SEPOPE, 2001, Campinas/SP. **Proceedings...**Campinas/SP: SEPOPE, 2001.

[18] MACEIRA, M. E. P.; BEZERRA, C. V. Stochastic Streamflow model for Hydroelectric Systems, Vancouver, 1997. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON PROBABILISTIC METHODS APPLIED TO POWER SYSTEMS – PMAPS, 5, 1997, Vancouver. **Proceedings...**Vancouver: PMAPS 5, 1997.

[20] MACEIRA, M. E. P.; DUARTE, V. S.; PENNA, D. D. J. **Modelo estratégico de geração hidrotérmica a subsistemas**: relatório técnico. Rio de Janeiro: Newave/CEPEL, 2004.

[16] MACEIRA, M. E. P.; DUARTE, V. S.; PENNA, D. D. J. An approach to consider hydraulic coupled systems in the construction of equivalent reservoir model in hydrothermal operation planning. In: POWER SYSTEMS COMPUTATION CONFERENCE. 2011. Rio de Janeiro. **Proceedings...** Rio de Janeiro, 2011.

[11] NOVO PROJETO SCL. Regras de comercialização, formatação do preço de liquidação das diferenças (PLD). Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/063/documento/formacao_do_pld_anexo.pdf>. Acesso em: 20 abr. 2014.

[19] PENNA, D. D. J.; MACEIRA, M. E. P.; DAMÁZIO, J. M. Selective Sampling applied to long-term Hydrothermal generation planning, Stockholm, 2011. In: POWER SYSTEMS COMPUTATION CONFERENCE. 2011. Stockholm. **Proceedings...** Stockholm, 2011.

[13] PEREIRA, M. V. F. Optimal stochastic operations scheduling of large-scale hydroelectric systems. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Kidlington, v. 11, n. 3, p. 161-169, 1989.

[15] PROJETO NEWAVE. Modelo estratégico de geração hidrotérmica a subsistemas equivalentes. **Manual do usuário do software Newave**. Jul. 2013. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/086/documento/manual_usuario.pdf>. Acesso em: 20 abr. 2014.

[21] RISSI, G. F. **Modelo de otimização de despacho hidrotérmico com risco de déficit controlado**. 2009. 70 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Escola de Engenharia de São Carlos) - Universidade de São Paulo, São Carlos.

[9] SILVA, E. L. **Formação de preços em mercados de energia elétrica**. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 2001.

[10] SIMÕES, M. D. P.; GOMES, L. L. Decisão de sazonalização de contratos de fornecimento de energia elétrica no Brasil através da otimização da medida ômega(Ω). **Revista Eletrônica de Administração**, Porto Alegre, v.17, n. 1, 2011. Disponível em: <www.scielo.br/pdf/read/v17n1/07.pdf>. Acesso em: 5 abr. 2014.

[12] TERRY, L. A. et al. **Modelo a sistema equivalente**: descrição geral. Rio de Janeiro: Relatório Técnico CEPEL 1705/80, 1980.

[17] TERRY, L. A.; MACEIRA, M. E. P.; MERCIO, C. M. **Planejamento da operação de sistemas hidroelétricos interligados com acoplamento hidráulico**. Rio de Janeiro: Relatório Técnico CEPEL - DPP/PEN 097/01, 2001.

[6] VIEIRA, D. P. **Modelo econômico de programação diária considerando os custos de parada e partida e operação como compensador síncrono**. 2007.131f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba.