

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA

CRICIÉLE CASTRO MARTINS

**DESAFIOS DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE GERAÇÃO DO
SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO**

**ALEGRETE
2015**

CRICIÉLE CASTRO MARTINS

**DESAFIOS DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE GERAÇÃO DO SISTEMA
ELÉTRICO BRASILEIRO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado como parte das atividades para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica, do curso de Engenharia Elétrica da Fundação Universidade Federal do Pampa.

Orientador: Dr. José Wagner Maciel

Kaehler

Co-Orientador: Dr. Mauricio Sperandio

**ALEGRETE
2015**

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais) .

M355d Martins, Criciéle Castro
Desafios do Planejamento da Expansão de Geração do Sistema
Elétrico Brasileiro / Criciéle Castro Martins.
96 p.

Trabalho de Conclusão de Curso(Graduação)-- Universidade
Federal do Pampa, ENGENHARIA ELÉTRICA, 2015.
"Orientação: José Wagner Maciel Kaeher".



1. Planejamento da operação e expansão do sistema elétrico
brasileiro. I. Título.

Autoria: Criciele Castro Martins

Título: DESAFIOS DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE GERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como parte das atividades para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa.

Os componentes da banca, abaixo listados, consideram este trabalho aprovado

	Nome	Titulação	Instituição	Assinatura
1	José Wagner Maciel Kaehler	Prof. Dr.	unipampa	
2	Guilherme Sebastião da Silva	Prof. Me.	unipampa	
3	Ana Paula Carboni de Mello	Prof. Me.	unipampa	Ana Paula Carboni de Mello

Data da aprovação: 19 de Janeiro de 2015.

AGRADECIMENTOS

Quero agradecer em primeiro lugar, a Deus, pela vida, por me fornecer a oportunidade constante de aprendizado a cada dia.

Aos meus pais, Leopoldino e Vera Lucia, pelo grande incentivo na carreira profissional. Agradeço a todos os sacrifícios, carinho e por sempre estarem ao meu lado. Por me mostrarem que com persistência e dedicação grandes conquistas são alcançadas.

À pessoa mais importante, minha irmã, Ana Luiza, pelo apoio emocional, mesmo sem muito entender, pela pouca idade.

Ao restante dos meus familiares por entender minha ausência, necessária para a conclusão do curso de Engenharia Elétrica.

Ao meu co-orientador Mauricio Sperandio, que mesmo distante, não mediu esforços, não somente a orientação a este trabalho, mas contribuiu para meu enorme interesse pelo Setor Elétrico Brasileiro. Por também ser um exemplo de profissional e educador a ser seguido.

Ao professor José Wagner Kaehler, pelo apoio e orientação nesse trabalho, pelas dicas que contribuíram e foram de essencial importância para o término do mesmo.

A todos meus amigos e colegas, em especial Jackson Gabe, Susy Ataide, Fabiana Lagoas, Adir Ferreira, Willian Deliberalli, Haiglan Plotzki, Franciele Cavalheiro e Maicon Barbieri, pelo apoio, companheirismo e horas de descontração.

Por fim, a todas as pessoas que já passaram e ainda fazem parte da minha vida e contribuíram para ser a pessoa que sou hoje.

*"Fazer ou não fazer algo, só depende de
nossa vontade e perseverança."*

Albert Einstein

RESUMO

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) é caracterizado por ser hidrotérmico, ou seja, possui dependência tanto de geração hidrelétrica quanto termelétrica. Variações climáticas que produzem um baixo regime de aflúncias afetam a produção das usinas hidrelétricas, implicando diretamente em maior uso dos reservatórios. Atualmente, a capacidade de reserva das usinas hidrelétricas brasileiras está bastante limitada, não mais do que 6 meses, exigindo que existam outras fontes de geração de energia elétrica para compor o SEB. A utilização das usinas térmicas para suprir a demanda está relacionada com a melhoria da segurança energética do sistema elétrico, porém o seu uso eleva o custo da energia elétrica gerada. No ano de 2001, houve um racionamento de energia que perdurou de junho daquele ano até fevereiro de 2002. Tanto fatores climáticos como o rápido crescimento da demanda e a falta de investimentos contribuíram para a maior crise já vivenciada no sistema de energia. O racionamento de energia elétrica decretado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) fez com que houvesse uma redução na energia consumida, o que evitou o completo esvaziamento dos reservatórios na época. Após o racionamento, o abastecimento de energia elétrica tem recebido grande atenção, especialmente da mídia. Hoje o Brasil vem sofrendo um período intenso de estiagem o que provoca um grave deplecionamento dos reservatórios, apesar de agora contar com maior capacidade térmica, uma melhor infraestrutura de transmissão entre os subsistemas eletroenergéticos e sofisticados programas computacionais, que tem por objetivo determinar uma estratégia ótima de operação dos subsistemas hidrotérmicos interligados. O método adotado pelo ONS é desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), conhecido como NEWAVE, contribui para a melhor operação e eficiência do sistema elétrico. Durante a evolução do setor elétrico o método de planejamento de operação também passou por reformas, adaptando-se a tais evoluções. O presente trabalho avalia o planejamento da operação e expansão do sistema elétrico brasileiro a partir da sua evolução ao longo dos anos. Também são analisadas e comparadas a crise energética ocorrida no ano de 2001 com as situações vivenciadas atualmente, listando desafios e propondo possíveis melhorias para o SEB.

Palavras-Chave: energia, geração hidrelétrica, planejamento da operação.

ABSTRACT

The Brazilian Power Industry (SEB) is characterized as hydrothermal, that is a dependence of both hydro and thermal generation. Climate variations that produce a low inflows system affected the production of hydroelectric power plants, resulting directly in increased use of reservoirs. Currently, the reservation capacity of Brazilian hydroelectric plants is limited, not more than six months, demanding that there are other sources of power generation to compose the SEB. The use of thermal plants to meet demand is related to the improvement of energy security of the electrical system, but its use raises the cost of the electricity generated. In 2001, there was a power rationing that lasted from June of that year until February 2002. Both climatic factors as the rapid growth in demand and the lack of investments contributed to the biggest crisis ever experienced in the energy system. The electricity rationing enacted by the National System Operator (ONS) meant there was a reduction in energy consumption, which prevented the complete emptying of the reservoirs at the time. After the rationing, the electricity supply has been addressed, especially by the media. Today Brazil is undergoing an intense period of drought which causes a severe depletion of reservoirs, despite now having a higher thermal capacity, better infrastructure of transmission between the electric and energetics subsystems and sophisticated computer programs, which aims to determine an optimal strategy of operation of interconnected hydrothermal subsystems. The method adopted by the ONS is developed by the Center for Energy Research (CEPEL), known as NEWAVE contributes to operation better and electrical system efficiency. During the evolution of the electricity sector the operation planning method has also undergone reforms, adapting to such developments. This study evaluates the planning of the operation and expansion of the Brazilian electrical system from its evolution over the years. They are also analyzed and compared the energy crisis occurred in 2001 with the currently experienced situations, listing challenges and proposing possible improvements to the SEB.

Keywords: energy, hydroelectric generation, operation planning.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Variação do PIB e variação do consumo de energia (1998 - 2007)	28
Figura 2 - Estrutura Organizacional do Novo Modelo	25
Figura 3 - O Sistema Interligado Nacional (SIN).....	32
Figura 4 - Esquema de um sistema hidrotérmico de potência	33
Figura 5 - Processo de decisão para sistemas hidrotérmicos.....	34
Figura 6 - Conceito de geração de reserva.....	35
Figura 7 - Demonstração do processo de evolução da decisão operativa	37
Figura 8 - Etapas do planejamento do Sistema Elétrico Brasileiro	39
Figura 9 - Interligações representadas no planejamento da operação	40
Figura 10 - Cadeia de modelos para o planejamento da operação	41
Figura 11 - Evolução da capacidade de armazenamento dos reservatórios ..	51
Figura 12 - Volume útil dos principais reservatórios da região Sudeste/Centro-Oeste.....	55
Figura 13 - Volume útil dos principais reservatórios da região Sul	55
Figura 14 - Volume útil dos principais reservatórios da região Nordeste	56
Figura 15 - Volume útil dos principais reservatórios da região Norte.....	56
Figura 16 - Energia Natural Afluyente do SIN.....	57
Figura 17 - Produção de eletricidade X Consumo	58
Figura 18 - Previsão do nível de armazenamento para o mês de outubro	58
Figura 19 - Carga de demanda exigida pelo SIN.....	59
Figura 20 - Oferta de geração térmica.....	60
Figura 21 - Proporção de hidráulicas no total do SIN	62
Figura 22 - Evolução da geração em relação à carga	63
Figura 23 - Uso de hídricas, térmicas e entrada da MP 579.....	64

Figura 24 - Desvio da Programação Diária de Produção em relação a Energia Verificada para o mês de setembro de 2014	68
Figura 25 - Desvio da Programação Diária de Produção em relação a Energia Verificada de dezembro de 2012 a setembro de 2014	69
Figura 26 - PDP X Energia Verificada das Hidrelétricas	70
Figura 27 - PDP X Energia Verificada das Termelétricas.....	70
Figura 28 - PDP X Energia Verificada das Eólicas.....	71
Figura 29 - PDP X Energia Verificada das Hidrelétricas	71
Figura 30 - PDP X Energia Verificada das Termelétricas.....	72
Figura 31 - PDP X Energia Verificada das Eólicas.....	72
Figura 32 - Risco de déficit para o ano de 2012.....	78
Figura 33 - Risco de déficit para o ano de 2013.....	79
Figura 34 - Risco de déficit para o ano de 2014.....	79
Figura 35 - Risco de déficit para o ano de 2015.....	80

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Empreendimentos em Operação em 25/12/2014	50
Tabela 2 - Situação dos Principais Reservatórios do Brasil em 15/12/14.....	52
Tabela 3 – Continuação - Situação dos Principais Reservatórios do Brasil em 15/12/14	53
Tabela 4 – Características do método do planejamento da operação.....	84

LISTA DE ABREVIATURAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre;

ACR – Ambiente de Contratação Regulada;

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica;

BIG – Banco de Informação de Geração;

CAR – Curva de Aversão ao Risco;

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia;

CEPEL – Centro de Pesquisa de Energia Elétrica;

Cesp – Companhia Energética de São Paulo;

Chesf – Companhia Elétrica de São Francisco;

CME – Custo Marginal de Expansão;

CMO – Custo Marginal de Operação;

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico;

CND – Conselho Nacional de Desestatização;

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética;

CPTEC – Centro de Previsão de Temperatura e Estudos Climáticos;

EH – Parcela de Geração Hidráulica;

ENA – Energia Natural Afluente;

EPE – Empresa de Pesquisa Energética;

FCF – Função de Custo Futuro;

FCI – Função de Custo Imediato;

FCP – Função de Custo Presente;

FH – Fator Hidráulico;

FT – Fator Térmico;

GCE – Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica;

GCOI – Grupo Coordenador da Operação Interligada;

GCPS – Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema;

GF – Garantia Física;

i – Meses;

ICB – Índice Custo Benefício;

Ipea – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada;

j – Anos;

k – Séries Sintéticas de Afluências;

l – Classes Térmicas;

MAE – Mercado Atacadista de Energia;

MME – Ministério de Minas e Energia;

MP – Medida Provisória;

ONS – Operador Nacional do Sistema;

PDDE – Programação Dinâmica Dual Estocástica;

PDE – Plano Decenal de Expansão;

PDE – Programação Dinâmica Estocástica;

PDI – Programa Diário de Intervenções;

PDO – Programa Diário da Operação Eletroenergético;

PDP – Programa Diário de Operação;

PIB – Produto Interno Bruto;

PLD – Preço de Liquidação de Diferenças;

PMO – Programa Mensal de Operação;

PDE – Programa Nacional de Desestatização;

PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia;

s – Subsistemas;

SALTE – Plano Saúde, Alimentação, Transporte e Energia;

SIGEL – Sistema de Informações Gerenciadas do Setor Elétrico

SEB – Setor Elétrico Brasileiro;

SEESP – Sindicato dos Engenheiros do Estado de São Paulo;

SIN – Sistema Interligado Nacional;

USP – Universidade de São Paulo.

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1 - Dados correspondentes a Programação Diária de Produção e despacho verificado para os anos de 2013 e 2014	96
--	----

SUMÁRIO

RESUMO	7
ABSTRACT	8
Lista de ilustrações	9
Lista de tabelas	11
Lista de abreviaturas	12
Lista de Anexos	15
Sumário	16
1 INTRODUÇÃO	17
1.1 <i>Objetivos</i>	18
1.2 <i>Metodologia adotada</i>	18
1.3 <i>Organização dos Capítulos</i>	19
2 PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO	20
2.1 <i>Formação do Setor Elétrico Brasileiro</i>	20
2.2 <i>O Projeto do Novo Modelo do Setor Elétrico</i>	22
2.3 <i>O Racionamento de 2001 e Novas Instituições</i>	23
3 PLANEJAMENTO ENERGÉTICO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	30
3.1 <i>Descrição do Sistema de Geração</i>	30
3.2 <i>Despachos de Sistemas Hidrotérmicos</i>	32
3.3 <i>Cadeia de Modelos.....</i>	38
3.3.1 <i>O Modelo NEWAVE – Médio Prazo.....</i>	42
3.3.2 <i>O Modelo DECOMP – Curto Prazo</i>	46
3.3.3 <i>Curva de Aversão ao Risco</i>	47
4 APRESENTAÇÃO DA PESQUISA E ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	49
4.1 <i>Análise do Nível de Armazenamento dos Principais Reservatórios</i>	52
4.2 <i>Análise do Programa Diário de Produção (PDP)</i>	67
4.3 <i>Análise do Risco de Déficit.....</i>	77
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	86
5.1 <i>Sugestão Para Trabalhos Futuros</i>	88
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	89
ANEXOS.....	96

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica, nas suas diversas formas de produção, ao longo dos anos se tornou essencial para a sobrevivência humana. Contudo, pode-se dizer que para produção desta, podem existir diversas incertezas. As incertezas incluem as imprevisibilidades climáticas, falta de dados confiáveis, instabilidade dos preços dos combustíveis, fragilidade das projeções de consumo, surgimento de novas tecnologias, possibilidade de falha de equipamentos, etc..

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) dispõe de uma eficiente estrutura de fornecimento de eletricidade, possuindo características bem marcantes quando comparado a de outros países. Sendo este essencialmente hidrotérmico, contando com empreendimentos hidrelétricos e termelétricos, cuja predominância hídrica, é de cerca de 63% (ANEEL, 2014b).

Em razão a sua extensa dimensão territorial o setor elétrico é dividido em quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste, onde estes caracterizam a divisão geográfica do País. Esses subsistemas, também denominados como submercados, formam o Sistema Interligado Nacional (SIN).

Por depender principalmente das precipitações, as características do sistema de geração brasileiro afetam as decisões operativas, uma vez que a decisão operativa tomada no presente afetará as etapas futuras, e ainda, não havendo o conhecimento das vazões afluentes futuras tornam o problema essencialmente estocástico.

No caso da geração termelétrica, esta tem como principal função balancear o uso total dos reservatórios, complementando a demanda exigida. Assim, existem não-linearidades associadas aos custos de operação das térmicas e às funções de produção das usinas hidrelétricas. Uma excessiva utilização de recursos hídricos

acarretará em um baixo custo de operação, mas podem futuramente aumentar os riscos de déficit de energia. Por outro lado, evitando o uso da geração hidrelétrica, tem-se um alto custo de geração, por consequência, tem-se o desperdício no futuro, caso ocorram períodos de aflúncias elevadas.

Apesar de fatores incertos dentro do sistema de geração de energia, as decisões de geração de energia elétrica partem de um sofisticado planejamento da operação energética, para uma melhor segurança e confiabilidade de fornecimento da energia para os consumidores. O objetivo básico do planejamento é definir a meta de geração de cada usina, atendendo a demanda e ao mesmo tempo minimizado o custo de operação ao longo do horizonte de planejamento de acordo com as condições do sistema de transmissão.

1.1 Objetivos

No ano de 2001, o Brasil veio a sofrer com a maior crise de abastecimento de energia, observando-se uma deterioração da situação energética do sistema, de modo que o nível de armazenamento dos reservatórios atingiu níveis alarmantes. Com isso, foi-se decretado pelo ONS racionamento de 24% de energia, além da busca por soluções para evitar situações como essa.

Atualmente, o País volta a sofrer com níveis preocupantes de reservação, podendo a tender a outro racionamento de energia. Embora o objetivo do modelo de planejamento da operação energética – NEWAVE – seja minimizar o custo de operação, tem-se a preocupação de manter a confiabilidade e segurança do sistema elétrico. Desta forma, este trabalho tem por objetivo avaliar a política energética do Brasil, reconhecendo os fatores que influenciam no planejamento da operação energética do SIN.

1.2 Metodologia adotada

A metodologia adotada consiste em um estudo do planejamento da operação e expansão do Sistema Elétrico Brasileiro. Fazendo análises que abrangem o período do racionamento de energia ocorrido em 2001 até os dias atuais. A pesquisa tem

o intuito qualitativo, observando a interpretação dos métodos e técnicas empregados na execução do SIN.

Propõe-se também a análise e comparação da situação atual do sistema de geração de energia com o problema ocorrido em 2001. Verificar quais as restrições e possíveis melhorias que são impostas, tanto no planejamento da expansão de geração como na operação do sistema.

1.3 Organização dos Capítulos

Para uma melhor compreensão fez-se um breve histórico do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), abordando suas fases evolutivas, podendo ser vistas no Capítulo 2.

O próximo Capítulo aborda a descrição do Setor Elétrico Brasileiro e os métodos de planejamento da operação energética adotado pelo mesmo. São descritas as características do sistema elétrico que influenciam na modelagem do planejamento. Por fim é exposta a estrutura básica dos métodos NEWAVE e DECOMP, ferramentas utilizadas para decisão de despacho, buscando confiabilidade do sistema e minimização do custo de operação.

O capítulo 4 traz as análises propostas no trabalho em questão. Discutindo a questão dos principais reservatórios do Brasil, quanto à capacidade de armazenamento, situação em que se encontram. Ainda faz a análise do Programa de Despacho de Produção, análise do risco de déficit, a situação das outras fontes complementares do sistema, além da influência frente ao método do planejamento da operação.

O capítulo 5 traz as conclusões e sugestões a trabalhos futuros.

2 PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

2.1 Formação do Setor Elétrico Brasileiro

As primeiras experiências com eletricidade no Brasil aconteceram no final do século XIX. Onde o marco inicial se deu em 1879 com a inauguração, no Rio de Janeiro, do serviço permanente de iluminação elétrica interna na estação central da ferrovia Dom Pedro II, também conhecida como Central do Brasil. De modo que a fonte de energia desta central eram seis lâmpadas de arco voltaico (ALMEIDA, 2008) (ALBUQUERQUE, 2008).

No que se referem às centrais de geração elétrica, surgiram no Brasil as primeiras unidades geradoras em 1883. Tratava-se da primeira usina térmica, movida a vapor gerado em caldeira a lenha, na cidade de Campos (RJ), possuindo uma capacidade de 52 kW, com a finalidade de alimentar 39 lâmpadas e a primeira usina hidrelétrica localizada no Ribeirão do Inferno, na cidade de Diamantina (MG) (GOMES; ABARCA; FARIA, 2014).

Contudo, como a economia do País na época ainda era voltada a industrialização, somente a partir de 1920, o número de usinas hidrelétricas passou a ter progresso. Dessa forma, em 1934, foi estabelecido o Código de Águas, cujo objetivo era regulamentar o setor de águas e energia elétrica. Porém, desestimulou investimentos estrangeiros, devido ao estabelecer que as concessões seriam dadas a brasileiros ou empresas constituídas no País, salvo direitos adquiridos anteriormente (LORENZO, 2002) (GOMES; ABARCA; FARIA, 2014).

Com a falta de investimentos estrangeiros ocorreu à redução da expansão da capacidade instalada, enquanto que demanda por energia elétrica cresceu no País. Em consequência disso, o governo federal desenvolveu um plano de amplo investimento em geração e transmissão, tendo como primeiro ato a construção, em 1945

da Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf) (GOMES; ABARCA; FARIA, 2014).

Durante as décadas 40 e 50 a potência instalada do sistema privado de geração sofreu constante estagnação, presenciando as primeiras ações na direção de um planejamento econômico estatal inspirado em modelos estrangeiros. No período pós-guerra, deu-se continuidade ao esforço para o planejamento da economia, de forma a ser criado, em 1947, o Plano Saúde, Alimentação, Transporte e Energia, conhecido como plano SALTE.

O plano SALTE identificava a necessidade de integrar regiões elétricas por meio de sistemas de transmissão e estimava o volume dos recursos necessários ao investimento, incluindo a criação da ELETROBRÁS. Contudo, houve fortes exigências, principalmente das concessionárias estrangeiras, levando assim, a não aprovação do plano da forma proposta. (LORENZO, 2002) (LOUREIRO, 2009).

O início da década de 50 foi marcado pela mudança no setor de energia, passando as empresas estrangeiras a serem estatais. Em 1957, foi criada a Central Elétrica de Furnas S.A., com elevado aproveitamento energético, em 1961 foi criada a Companhia Hidrelétrica do Vale da Paraíba e no ano seguinte, 1962, foi implantada definitivamente à empresa ELETROBRÁS. Esta última com o objetivo de planejar, coordenar e administrar o setor elétrico, de maneira que ainda não existia um planejamento único para todo o País (BARDELIN, 2004) (ALMEIDA, 2008) (LOUREIRO, 2009).

O Brasil, nas décadas de 60 e 70, passou por um estável período de expansão, onde se buscou a interligação de parte do sistema elétrico, propiciando redução de custos e por consequência o crescimento econômico. Contudo, nas décadas seguintes o País sofreu com a instabilidade política, falta de investimento privado nacional no setor de energia, causando então uma diminuição no ritmo de expansão para a década de 80.

Os anos de 1973-1979 destacaram-se pelo aumento no consumo anual de energia. A crise do petróleo, ocorrida em 1973, fez com que a construção de usinas hidrelétricas se tornasse mais atrativa, levando a necessidade de implantação de grandes centrais hidrelétricas, como Tucuruí e Itaipu, esta última executada pelos governos do Brasil e do Paraguai, através da Itaipu Binacional. A aceleração do

consumo no País também acarretou na implantação da geração térmica nuclear com a assinatura do Acordo Nuclear Brasil – Alemanha, em 1975 (LORENZO, 2002) (LOUREIRO, 2009) (ALBUQUERQUE, 2008).

Contudo, na década de 80 as projeções continuavam a indicar um aumento de consumo de energia elétrica e o possível esgotamento das reservas até o final da década. Foi então criado, em 1985, o Programa Nacional de Conservação de Energia (PROCEL), este com o objetivo da diminuição dos desperdícios. Ainda assim, o setor elétrico entrou nos anos 90 em uma situação delicada, o Estado não tem mais condições de investir no setor de energia, iniciando-se um forte e desordenado movimento a favor da privatização (LORENZO, 2002) (LOUREIRO, 2009).

2.2 O Projeto do Novo Modelo do Setor Elétrico

No início dos anos 90, o governo federal retoma o processo de privatização, onde foi criado o Programa Nacional de Desestatização (PND) em 1992. Mais tarde, em 1995, foi criado o Conselho Nacional de Desestatização (CND).

Em consequência das privatizações, o setor toma um novo formato institucional, sendo então fundada a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (1996), esta tem a finalidade de fiscalizar e regular a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Esta agência reguladora está vinculada ao Ministério de Minas e Energia, recriado em 1992, tendo por competências assuntos de minas e energia (BARDELIN, 2004) (ALBUQUERQUE, 2008).

Em 1998 foi criado o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, sendo uma instituição sem fins lucrativos, cuja missão é manter a segurança, qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica aos usuários do SIN, estes possuindo livre acesso à rede de transmissão. Tal instituição teve seu funcionamento autorizado pela ANEEL, assumindo então o controle do SIN em março de 1999 (BARDELIN, 2004) (LOUREIRO, 2009).

Para compra e venda de energia foi instituído o Mercado Atacadista de Energia – MAE (2000), este com função de fazer a contabilização entre energia consumida, contratada e ofertada no mercado. Mais tarde o MAE, tornou-se Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (2004), com a função de realizar qual-

quer operação de compra e venda de energia do SIN (BARDELIN, 2004) (LOUREIRO, 2009).

Ainda referindo-se a comercialização de energia elétrica, foram instituídos o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) onde fazem parte agentes de geração e de distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), fazendo parte além de agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia e consumidores livres (ONS, 2014d).

Durante as décadas que antecederam o ano de 2001, ocorreram mudanças no setor, porém isto não evitou que o País sofresse com a maior crise de abastecimento de energia elétrica. A causa alegada pelo governo foram atrasos para a conclusão de grandes usinas, além do clima desfavorável, levando ao racionamento de energia e a necessidade de restauração do setor.

2.3 O Racionamento de 2001 e Novas Instituições

A falta de incentivo ao investimento privado e regimes hidrológicos desfavoráveis foram alguns dos fatores que levaram ao racionamento de energia no ano de 2001. Com isso, a expansão do setor elétrico estava comprometida enquanto o consumo por energia aumentava.

Desta maneira o ONS decretou o racionamento de 24% da energia por um período de oito meses, paralisando o processo de privatização do setor elétrico. As regiões afetadas foram: Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, no período de junho de 2001 a fevereiro de 2002 e na região Norte, no período de agosto de 2001 a fevereiro de 2002 (CUBEROS, 2008).

Outro fato que contribuiu para tal crise do setor elétrico foi que o Planejamento do Sistema de Transmissão foi deixado em segundo plano pelos governos. Assim, a transmissão do SIN ficou sobrecarregada, comprometendo o intercâmbio de energia elétrica entre os subsistemas. Fato marcante foi que na região Sul havia capacidade considerável nos reservatórios, mas não havia linhas de transmissão para transferir tal energia para região Sudeste.

Como prevenção de futuros problemas no setor elétrico, o governo federal, iniciou logo em seguida um programa de investimentos em uma rede de usinas ter-

melétricas, para que assim, o País não ficasse tão dependente dos recursos hídricos. Elaborando também uma nova proposta de regulamentação do setor elétrico, visando atender os seguintes objetivos:

- Promover a modicidade tarifária, estimulando a contratação eficiente de energia para os consumidores regulados;
- Garantir a segurança no suprimento de energia elétrica;
- Promover a inserção social, através de programas de universalização.

No que se refere à modicidade tarifária, as principais ações instituídas para o novo modelo foi a determinação para que a compra de energia pelas distribuidoras sempre ocorresse em leilões (na modalidade menor tarifa), objetivando a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada para a tarifa dos consumidores (ONS, 2014d).

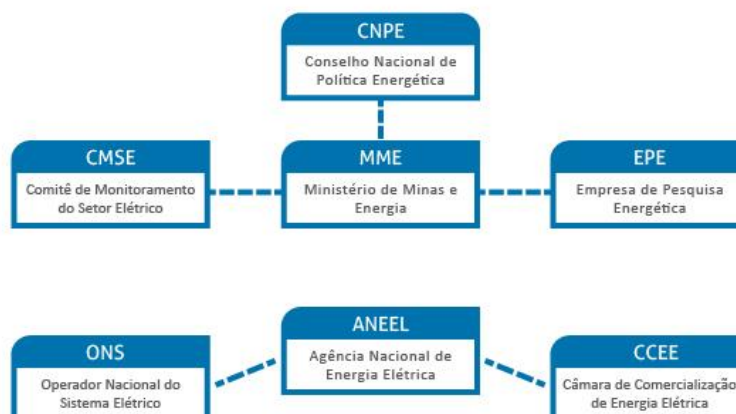
Com a implantação do novo modelo, foi definido a criação de uma entidade responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo, definida como Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2004), tendo por meta realizar estudos e pesquisas voltados a definição da matriz energética, elaborando estudos de planejamento da expansão do setor elétrico (geração e transmissão), entre outras atribuições.

Outra entidade instituída no novo modelo é o Ministério de Minas e Energia – MME, sendo responsável pelo planejamento setorial, concessão e outorga para exploração de usinas hidrelétricas, definindo as diretrizes dos leilões de energia e também, listando os aproveitamentos hidrelétricos aptos a serem licitados.

Para o monitoramento, no curto prazo, houve a criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, coordenado pelo MME, este atua como avaliador e proponente de soluções para a garantia do suprimento de energia elétrica em todo território nacional.

Considerando o modelo exposto, a estrutura organizacional do setor elétrico brasileiro, pode ser vista na Figura 2.

Figura 1 - Estrutura Organizacional do Novo Modelo



Fonte: CCEE (2014b).

O modelo prevê uma série de medidas a serem seguidas pelos agentes, buscando sempre o monitoramento permanente da continuidade e da segurança do suprimento de energia elétrica no setor, visando detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda.

Com base nas principais alterações que aconteceram no modelo do setor elétrico, nota-se o Brasil é um país que exige um adequado planejamento da expansão da geração elétrica, este por apresentar características únicas, como: organização institucional complexa em função das suas dimensões, das diferenças regionais e das necessidades de participação dos diferentes agentes públicos e privados; sistema predominantemente hidráulico; sistemas de transmissão com grandes distâncias, possibilidades de conexões inter-regionais; grande sazonalidade de vazões, entre outras.

Assim, primeiramente o planejamento da operação era resolvido através dos registros das vazões hidrelétricas desde 1931. O problema de médio prazo se dava a partir da determinação da geração térmica complementar necessária, sendo esta feita por simulações do sistema utilizando das piores séries de vazões afluentes já registradas. Este método, denominado “Curva Limite”, para o planejamento da operação era considerado ineficiente, pois mesmo ocorrendo às vazões do período crítico, o método garantia o atendimento de carga previsto até o final do quinto ano de planejamento (FINARDI, 1999). Para Kligerman (2009, p.3) a ineficiência não era por

somente projetar a geração no horizonte de 5 anos, mas sim somente por privilegiar a segurança do sistema sem levar em conta o custo do atendimento.

Com o passar do tempo, para suprir tal deficiência do planejamento, passou-se a adotar técnicas de otimização aplicada aos reservatórios equivalentes, sendo que cada subsistema caracteriza um reservatório equivalente. Entre os vários métodos, a Programação Dinâmica Estocástica (PDE) obteve melhor resultado, esta determinava, a cada mês, a quantidade de geração térmica a ser despachada, para suprir a demanda, considerando todas as possibilidades de afluições (KLIGERMAN, 2009) (FINARDI, 1999).

Diante da evolução do sistema elétrico brasileiro com a exploração dos recursos hidráulicos da Amazônia impôs-se à construção de extensas linhas de transmissão, novamente exigiu-se que o planejamento da operação energética se adaptasse, tendo em vista que as linhas de transmissão passaram a interligar as regiões brasileiras. O modelo PDE tornou-se limitado, pois não fazia o intercâmbio de energia entre os submercados sem explicitação de seus custos incorridos.

Em 1997, tornou-se possível à otimização estocástica de múltiplos reservatórios, através da técnica conhecida como Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), reduzindo assim os custos de operação. Tal método foi adotado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), onde essa metodologia é incorporada no modelo de otimização - NEWAVE, desenvolvido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica - CEPEL (FRANCISCO, 2006) (KLIGERMAN, 2009).

O horizonte de planejamento do NEWAVE é de cinco anos, sendo este o mesmo horizonte que era considerado pelo período crítico. O resultado gerado por este método é o ponto de partida para o cálculo da geração por usina hidrelétrica individualizada, sendo realizado por outro modelo, conhecido como DECOMP. A junção entre esses métodos garante que a decisão siga o princípio de minimização do custo de operação. Embora o principal objetivo do NEWAVE seja diminuir o Custo Marginal de Operação (CMO), tem-se também uma preocupação em garantir a confiabilidade e segurança de abastecimento do sistema (FRANCISCO, 2006) (KLIGERMAN, 2009).

O final dos anos 90 foi marcado pela falta de investimentos no setor elétrico, além disso, logo em seguida o Brasil sofreu com o racionamento de energia. A partir

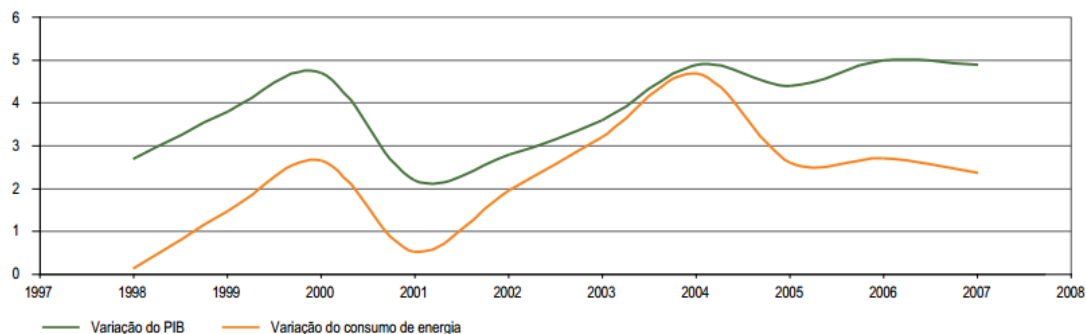
disso, surgiu a necessidade de introduzir ao modelo de planejamento um mecanismo definido por uma “curva alerta”. Esta curva é chamada de Curva de Aversão a Risco (CAR), onde a mesma é traçada a partir de combinações de condições hidrológicas para cada submercado, sendo uma curva bianual de segurança de armazenamento. O mecanismo informa se algum reservatório equivalente está abaixo da CAR, se estiver, logo, o custo marginal de operação torna-se automaticamente igual ao custo da usina termelétrica mais cara em funcionamento do SIN (FRANCISCO, 2006) (KLIGERMAN, 2009) (BERTHO JUNIOR, 2013).

Os baixos níveis registrados reservatórios nos reservatórios no ano de 2001 levaram o Brasil à uma crise no abastecimento de energia elétrica, acarretando em um racionamento de energia para evitar o risco de blecautes sistêmicos. Esta crise no setor elétrico não foi a primeira, mas foi uma das maiores. Além das condições hidrológicas desfavoráveis da época, principalmente nas regiões Sudeste e Nordeste, a queda nos investimentos do setor elétrico causou atrasos e não realizações de obras fundamentais para expansão do sistema, assim o consumo de energia no Brasil crescia em uma velocidade maior que a capacidade instalada de geração.

Com o esvaziamento compulsório dos reservatórios, o Operador Nacional do Sistema decretou o racionamento de 24% do consumo de energia por um período de dois meses. De maneira que, a ocorrência do racionamento acarretou em prejuízos diversos para o País, além da diminuição do consumo para evitar o completo esvaziamento dos reservatórios, o consumidor sofreu com a elevação das tarifas.

Na Figura 1 pode-se observar que a redução do PIB no ano de 2001 chegou a aproximadamente 2,1%, esta série histórica foi produzida pelo Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea), ressaltado pelo Atlas de Energia Elétrica da ANEEL. Contudo, os anos de 2003 a 2007 foram marcados por uma crescente expansão na economia mundial, refletindo as variações crescentes no PIB: 3,6% em 2003; 4,9% em 2004; 4,4% em 2005; 5% em 2006 e 4,9% em 2007 (ANEEL, 2014a).

Figura 2 - Variação do PIB e variação do consumo de energia (1998 - 2007)



Fonte: ANEEL (2014a).

O racionamento perdurou de julho de 2001 a fevereiro de 2002, como prevenção de novos problemas na geração elétrica. Assim que decretado o racionamento, o governo federal iniciou um programa de investimentos em uma rede de usinas termelétricas, movidas a gás, carvão e óleo combustível, para que o País não ficasse tão dependente dos reservatórios. Esta medida tornaria o sistema mais versátil, podendo contar com térmicas para complementar a demanda no período de secas.

Nos últimos dois anos, o Brasil vem sofrendo com baixos níveis nos reservatórios em decorrência da distribuição desuniforme das chuvas no País. Com as chuvas abaixo da média, todas as termelétricas vieram a ser acionadas e permaneceram ligadas em sua grande maioria por todo o ano de 2013. Sendo que a situação de 2014 não foi diferente.

O setor elétrico está passando por um período atípico no que se refere às condições climáticas, mas para um sistema predominantemente hídrico, condições relacionadas às instabilidades climáticas estão sujeitas a acontecer, alterando assim o nível de armazenamento.

O Brasil conta com 26,55% da capacidade instalada de potencial térmico. O seu acionamento deve ser feito somente quando se projeta que os níveis dos reservatórios estarão baixos. A opção é acionar com antecedência, para que a contribuição acumulada da energia gerada pelas termelétricas seja suficiente. Por outro lado, quanto maior a antecedência do acionamento, maior a incerteza quanto às vazões afluentes futuras e, com isso, a probabilidade de acionar térmicas desnecessariamente torna-se também maior.

Devido ao baixo nível de reservação que vem sendo vivenciado, cada vez mais o sistema torna-se dependente de usinas térmicas. Diferentemente da época

do racionamento. Atualmente o País possui um potencial térmico maior, de modo que em 2001 a geração por combustíveis fósseis representava 6% do total produzido, em 2013 o percentual se aproximou de 20% (VEJA, 2014b). No entanto, devido à extensa condição de estiagem, tem-se observado que a capacidade térmica instalada no Brasil não tem sido capaz de se manter operando com confiabilidade e segurança.

Esse breve histórico evidencia que, ao longo do tempo, diversos fatores relacionados com as características do sistema elétrico brasileiro foram exigindo um constante desenvolvimento dos modelos de previsão utilizados, visando à segurança e confiabilidade no abastecimento de energia elétrica. Deste modo, este trabalho tem como principal objetivo analisar a política energética do Brasil, reconhecendo os fatores que influenciam no planejamento da operação SIN.

3 PLANEJAMENTO ENERGÉTICO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

3.1 Descrição do Sistema de Geração

A produção de energia elétrica no Brasil é realizada por meio de um parque gerador que explora diferentes fontes de energia. Possuindo uma matriz de geração elétrica predominantemente renovável, o País conta com um total de 3.581 empreendimentos em operação, totalizando em média cerca de 133.485.594 kW de potência instalada no sistema elétrico, sendo que 62,82% destes são de geração hídrica. O potencial térmico e eólico abrangem respectivamente 26,55% e 3,45% da geração (ANEEL, 2014b).

O Brasil se destaca por contar com usinas com reservatórios de grande porte, as quais possuem grande capacidade de reter água, regularizando as afluições de diversos períodos de tempo. Contudo, a dependência por recursos hídricos é afetada diretamente pelas condições climáticas, conseqüentemente torna o planejamento da operação energética um tanto complexo, de modo que o despacho não pode ser previsto com exatidão.

No que se refere à geração térmica, esta possui caráter determinística, ou seja, dependendo da disponibilidade de combustível e estando em perfeitas condições de operação pode-se ter absoluto controle do momento e da quantidade de energia gerada. No País a geração térmica tem como principal objetivo complementar a demanda exigida, balanceando o uso dos reservatórios, aumentando assim a confiabilidade do sistema de energia.

Assim, o SEB se caracteriza por ser um sistema hidrotérmico, ou seja, com predominância de usinas hídricas e térmicas, além de contar cada vez mais com geração eólica. Logo, o planejamento da operação energética torna-se de suma im-

portância devido à decisão de operação de uma usina poder prejudicar a outra. Com isso o planejamento busca encontrar uma solução ótima de despacho, visando sempre à minimização de custos de operação.

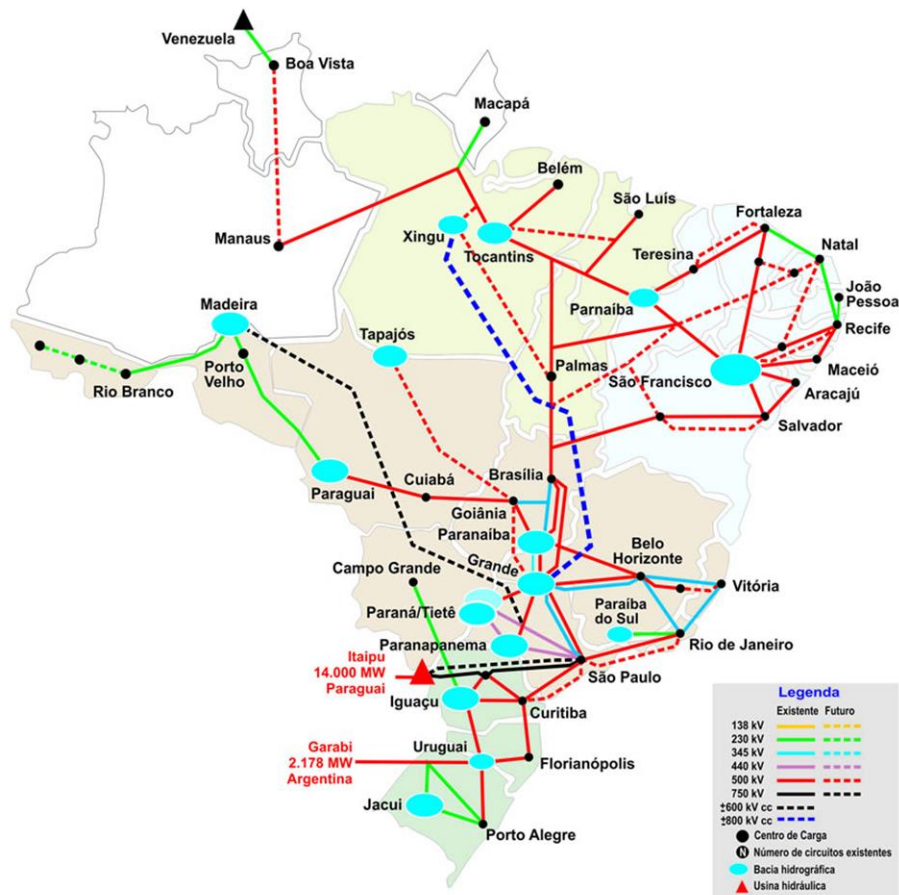
Em função de sua geografia, o Brasil, possui rios classificados como de planalto favorecendo a formação de reservatórios com grande capacidade de armazenamento, conseqüentemente é comum encontrar diversas usinas em sequência no mesmo rio (usinas em cascata). Além disso, muitos reservatórios são classificados por possuírem acumulação plurianual, de modo que seu ciclo de armazenamento e deplecionamento se completa ao longo de vários anos.

A diversidade da matriz energética, associada à localização das usinas, onde muitas estão longe dos centros de consumo fizeram com que o País obtivesse um extenso sistema de transmissão, com o objetivo de fazer a interligação entre a produção dos sistemas de energia. O Sistema Interligado Nacional (SIN), operado pelo ONS, é o sistema que interliga as regiões, formado por empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 1,7% da energia requerida pelo País encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica (ONS, 2014c). A Figura 3 apresenta a configuração do SIN.

As interconexões entre os subsistemas permitem flexibilidade operacional, de forma que se pode haver transferência de energia armazenada entre subsistemas e/ou exportar a Energia Natural Afluente (ENA), reduzindo assim a possibilidade de déficit de energia, a necessidade de complementação térmica ou mesmo evitando os chamados vertimentos de excedentes turbináveis nos subsistemas transportadores (LOUREIRO, 2009).

Devido a questões ambientais, o sistema passou a receber novas usinas hidrelétricas apenas a fio d'água, ou seja, sem grandes reservatórios. A dependência deste tipo de usina se torna preocupante, pois a falta ou escassez de recurso hídrico em poucos meses pode afetar profundamente o SEB. O que também aumenta a exigência do uso de termelétricas, e o conseqüente uso de recursos não renováveis. Entretanto, a geração hídrica no sistema brasileiro ainda deve permanecer com forte dominância, em função do potencial disponível ainda não explorado.

Figura 3 - O Sistema Interligado Nacional (SIN)

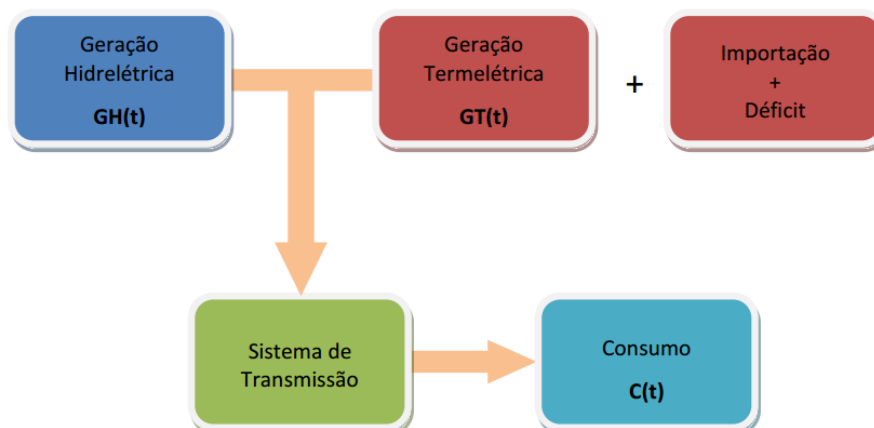


Fonte: ONS (2014c).

3.2 Despachos de Sistemas Hidrotérmicos

São denominados sistemas hidrotérmicos àqueles compostos por usinas hidrelétricas, usinas térmicas, usinas de outras fontes alternativas e uma rede de transmissão interligando-as com os centros de consumo. Um sistema hidrotérmico interligado de grande porte pode ser dividido em subsistemas menores para facilitar sua operação. Os critérios dessa divisão estão associados à posição geográfica das principais linhas de transmissão e das bacias hidrográficas. Na Figura 4 pode ser visto um esquema de um sistema hidrotérmico de potência apresentado por Bertho Junior (2013).

Figura 4 - Esquema de um sistema hidrotérmico de potência



Fonte: BERTHO JUNIOR (2013, p. 19).

O esquema mostra uma possível modelagem de um sistema, sendo que o princípio de geração é dado por usinas hidrelétricas $GH(t)$ e pelas usinas termelétricas $GT(t)$. A energia que é gerada passa a ser transportada para atender o consumo, $C(t)$, através do sistema de transmissão. A compra de energia de um país vizinho denomina-se importação, por fim o déficit de energia é o possível não fornecimento da energia demandada pelos consumidores, onde tal déficit implica diretamente em altos custos.

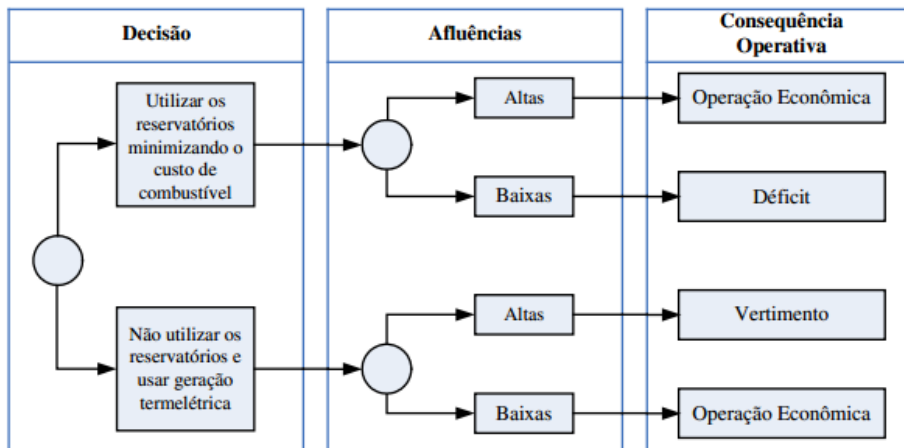
Mas qual seriam os problemas encontrados para a operação desse tipo de sistema? Como se pode observar na Figura 5, se a decisão tomada for à utilização de energia hidrelétrica para atendimento da carga presente e baixas afluências venham a ocorrer, as usinas hidrelétricas podem não ter água para abastecimento de carga no futuro. Com isso, poderá ser necessária a utilização de recursos térmicos extremamente caros ou, até mesmo, a interrupção do fornecimento de energia.

Se, por outro lado, a opção for atender a demanda presente com usinas termelétricas, e venha a ocorrer altos valores de afluências, isto acarretará em vertimento, caracterizando um desperdício de energia e aumento do custo de operação. Mas, se as afluências futuras forem baixas, a decisão foi adequada.

Outra questão a ser destacada é o problema de assoreamento dos reservatórios, podendo então influenciar no processo de decisão. De modo que, com a deposição de sedimentos nos reservatórios, diminui sua capacidade de armazenamento.

Mesmo ocorrendo períodos de altas afluências, o potencial de geração acaba por ficar limitado a um tempo menor de uso.

Figura 5 - Processo de decisão para sistemas hidrotérmicos



Fonte: FRANCISCO (2006, p. 18).

Assim, Finardi (1999) e Francisco (2006), destacam que o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos possuem as seguintes características:

- Acoplamento no tempo: a escolha pelo uso do recurso a ser utilizado hoje trarão consequências para a decisão operativa futura;
- Natureza estocástica: incertezas quantos às precipitações futuras no momento em que a decisão operativa é tomada;
- Acoplamento espacial: pelo fato de muitas usinas estarem dispostas em cascatas, então a afluência de um reservatório a montante pode afetar outro a jusante;
- Custos indiretos associados à geração de uma hidrelétrica: o custo de geração pode ser dado pela economia no uso dos recursos térmicos.

Portanto, a partir destas características o problema do planejamento da operação se caracteriza como de longo prazo, exigindo no mínimo uma visão de 4 anos no futuro (D'ÁRAUJO, 2009). As decisões do operador envolvem estratégias que possibilitam guardar afluências de um ano para serem usadas em anos subsequentes.

Isso implica em fazer projeções de demanda e de oferta, de forma que em 2014, o operador já está olhando o período de 2015-2018, considerando a provável

expansão do setor elétrico. Além disso, para prever o que poderá ocorrer alguns meses a frente é feita uma modelagem das aflúências, e o uso de uma taxa de desconto dos custos incorridos no futuro, além do custo para o déficit de energia.

Então se pode descrever o problema da operação do sistema elétrico brasileiro da seguinte maneira:

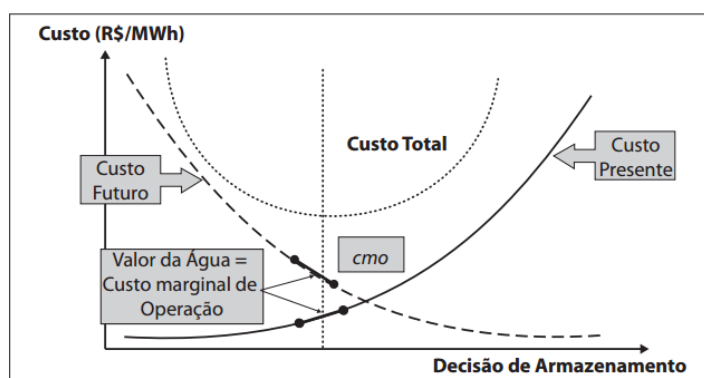
Calcula-se para cada estágio de tempo (mês) o despacho necessário, no caso hídrico ou térmico que minimize o valor de operação, este valor envolve a geração térmica e as penalidades pelo não suprimento da demanda requerida (déficit).

D'Araújo (2009) destaca alguns aspectos para a operação do sistema:

- A gestão presente envolve uma projeção de demanda nos próximos 4 anos;
- É preciso levar em conta variações de oferta da demanda nesse horizonte. Novas usinas e períodos de indisponibilidades das existentes são dados que também afetam a decisão;
- É preciso definir uma taxa de desconto no futuro;
- É preciso definir quanto custa à falta de energia.

Assim, a decisão operativa é regida sob o princípio de minimização de custos, pelo chamado Custo Marginal de Operação (CMO) ou Valor da Água. A Figura 6 mostra o conceito da gestão da reserva, de maneira que pode ser observado no eixo horizontal a decisão de armazenamento e vertical o custo em R\$/MWh.

Figura 6 - Conceito de geração de reserva



Fonte: D'ARAÚJO (2009, p. 91).

Na Figura 6 pode-se observar duas funções custos, Função de Custo Presente (FCP) ou pode também ser encontrada como Função de Custo Imediato (FCI),

sendo o custo para atender a demanda presente, somada a gastos combustíveis, manutenções, etc.; e a Função de Custo Futuro (FCF) que é a soma do total de custos esperado no horizonte de 4 anos.

Analisando, a FCP esta irá aumentar com o volume final armazenado nos reservatórios. Esse fato se dá porque a decisão de economizar água no presente está relacionada a um maior gasto com geração térmica no presente. Analisando outro caso, a FCF diminui com o volume final armazenado, porque a decisão de economizar água no presente está relacionada a um menor uso de geração térmica no futuro.

Assim, a meta está na adoção de um método para equilibrar os dois custos, de modo que o problema associado consiste em determinar o nível de armazenamento que minimiza o custo total, sendo este então a soma do custo presente e do custo futuro. Ainda na Figura 6, pode-se observar o ponto de mínimo da curva formado por tal soma, onde qualquer pequena variação da decisão para mais ou para menos armazenagem é indiferente, pois os dois custos variam igualmente com sinais opostos.

Penna (2009) explica o ponto mínimo da Figura 6 como o ponto onde as derivadas da FCF e FCP com relação ao volume final nos reservatórios se igualam em módulo, de modo a expressar a mesma pela equação 3.1, destacando tais derivadas como valor da água. Esse valor não é nulo, pois possuem os valores da geração térmica mais o déficit que se poderia substituir hoje e no futuro. Com este conceito pode-se representar uma hidrelétrica como sendo uma térmica cujo custo marginal de operação é o valor da água, contudo este valor não se mede isolado, pois depende da operação conjunta do sistema.

$$\frac{\partial(\text{FCI} + \text{FCF})}{\partial V} = \frac{\partial \text{FCI}}{\partial V} + \frac{\partial \text{FCF}}{\partial V} = 0 \rightarrow \frac{\partial \text{FCI}}{\partial V} = -\frac{\partial \text{FCF}}{\partial V} \quad (3.1)$$

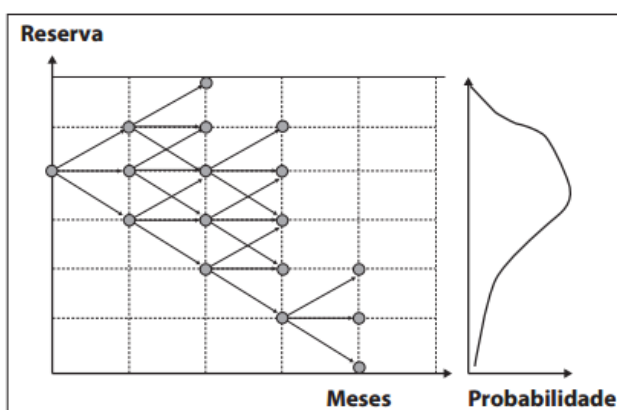
A lógica de operação segue um princípio basicamente simples, onde se o CMO está abaixo dos custos de operação das térmicas, opera-se com usinas hídricas. Agora, se o CMO sobe, o operador do sistema despacha as térmicas por ordem de mérito. Assim o “Valor da Água” e o custo operacional presente permanecem coerentes.

O setor elétrico é regido pela teoria marginalista, onde a última usina a ser despachada recebe o nome de gerador marginal. Os geradores não são remunerados pelos preços unitários que ofertaram inicialmente, mas sim pelo Custo Marginal de Operação (CMO), este corresponde ao preço ofertado pelo gerador marginal (KLIGERMAN, 2009). A partir da determinação do CMO, tem-se a formação do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), usado na comercialização de energia elétrica, sendo operado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (FRANCISCO, 2006) (CCEE, 2014a).

O sistema elétrico está operando com segurança quando o CMO é menor do que o Custo Marginal de Expansão (CME), caso contrário o sistema está sobrecarregado. Logo, segue a seguinte diretriz: o sistema existente deve ser operado até o ponto em que o seu custo de operação passa a ser maior que o custo de construção de uma nova usina.

D'Araújo (2009) mostra através da Figura 7 o processo de evolução de decisões operativas do SEB, de forma que uma usina equivalente é discretizada em vários níveis de operação, estas podendo ser despacho de geração hidráulica ou térmica. O despacho é determinado avaliando-se as possibilidades futuras, como ilustrado na Figura 7.

Figura 7 - Demonstração do processo de evolução da decisão operativa



Fonte: D'ARAÚJO (2009, p. 93).

Faz-se a cada mês uma projeção de energia afluente e, com base nessa projeção da carga, estimam-se quais são os prováveis estados de reserva do próximo mês. Certamente, tal processo se estende por todo horizonte da operação e, assim,

precisa de um método matemático que auxilie qual decisão correta a tomar (D'ÁRAUJO, 2009).

Avaliando de forma superficial o método aplicado pelo planejamento da operação de despacho por ordem de mérito, a primeira vista parece simples. Mas existem diversos fatores, que na prática, acabam por tornar o processo de otimização um tanto complexo, já que devem ser levados em conta fatores como: limites de transmissão de energia pela rede, perdas de energia, restrições operativas dos geradores térmicos, custos de partida de produção, tempos mínimos e máximos de operação, entre outros (KLIGERMAN, 2009) (FRANCISCO, 2006).

Portanto, um sistema hidrotérmico de planejamento como o brasileiro, tem como objetivo básico determinar as metas de geração de energia elétrica para cada usina contida no SIN, atendendo a demanda e ao mesmo tempo minimizando o valor esperado do custo de operação ao longo do período planejado. Tal planejamento envolve um método matemático que resolva qual a decisão correta a tomar (BERTHO JUNIOR, 2013).

3.3 Cadeia de Modelos

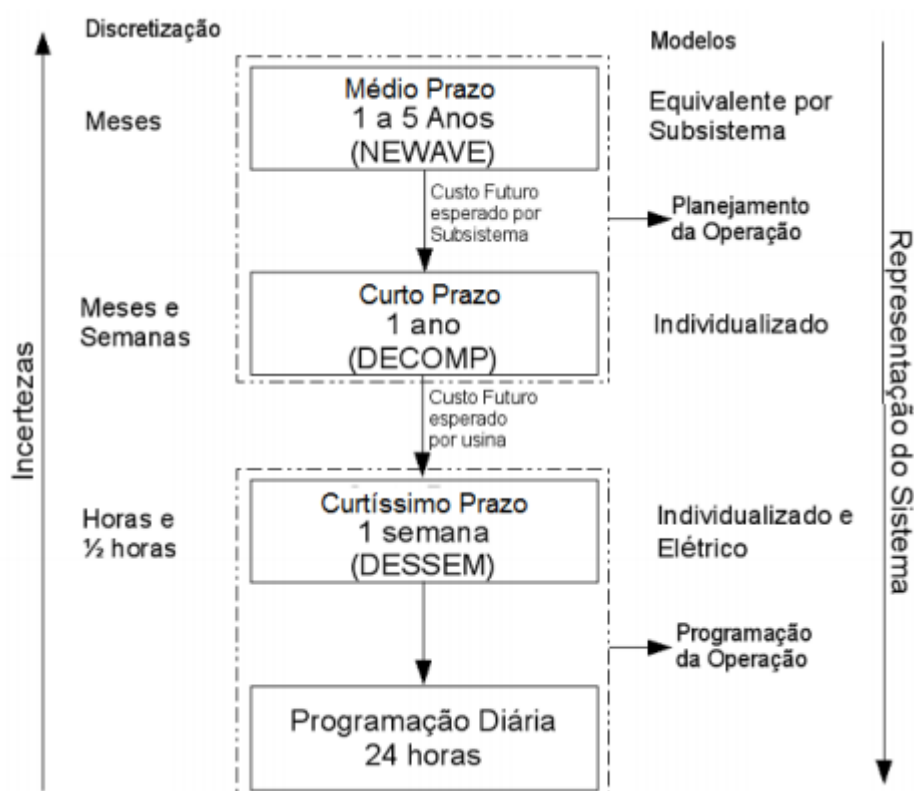
Para que o objetivo da operação energética seja cumprido de maneira eficiente são utilizadas diferentes ferramentas computacionais de otimização e simulação. Os modelos computacionais são desenvolvidos para minimizar o risco de déficit de energia, proporcionando uma maior segurança e confiabilidade ao planejamento da operação energética e para reduzir as incertezas no mercado de energia elétrica.

O desenvolvimento de modelos computacionais vem sendo realizados preservando todo conhecimento e experiência já adquiridos, desde a década de 80, pelos técnicos das empresas do setor, no âmbito dos extintos Grupo Coordenador da Operação Interligada (GCOI) e Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema (GCPS), estes capitaneados pela ELETROBRÁS e pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, o CEPEL. Com a criação, em 1998, do Operador Nacional do Sistema (ONS), além do Ministério de Minas e Energia (MME) e mais recentemente a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), tais órgãos passaram a atuar e contribuir

decisivamente para o desenvolvimento dos métodos do planejamento (BATISTA, 2007) (PENNA, 2009) (KLIGERMAN, 2009).

Como o SEB envolve complexidades associadas à operação, tornou-se inevitável a disposição de um único modelo de tratamento para o problema do planejamento. Logo, este foi dividido em horizontes de estudo, como mostrado na Figura 8, integrado a ele está o planejamento da expansão do sistema. À medida que o horizonte de planejamento é maior, torna-se de fundamental importância a consideração das incertezas ao problema e, assim, torna-se menor o grau de detalhamento na representação do sistema.

Figura 8 - Etapas do planejamento do Sistema Elétrico Brasileiro



Fonte: BERTHO JUNIOR (2013, p.28).

No horizonte de médio prazo, o software utilizado é o NEWAVE, onde o estado inicial para análise é os níveis de armazenamento dos reservatórios e informações sobre tendências hidrológicas.

Para otimização, é feita a soma da capacidade hidráulica dos reservatórios de uma mesma região, formando assim “reservatórios equivalentes”, então o Brasil con-

ta com quatro reservatórios equivalentes de energia, onde a interligação destes está representada na Figura 9 (DUARTE, 2012) (BERTHO JUNIOR, 2013).

Os reservatórios equivalentes são desagregados, à medida que o horizonte de planejamento diminui, assim torna-se possível a representação das usinas de forma individualizada, realizando assim um detalhamento maior do sistema. Deste modo, as decisões operativas são tomadas de forma específica para cada usina, considerando o acoplamento hidráulico entre elas (BERTHO JUNIOR, 2013).

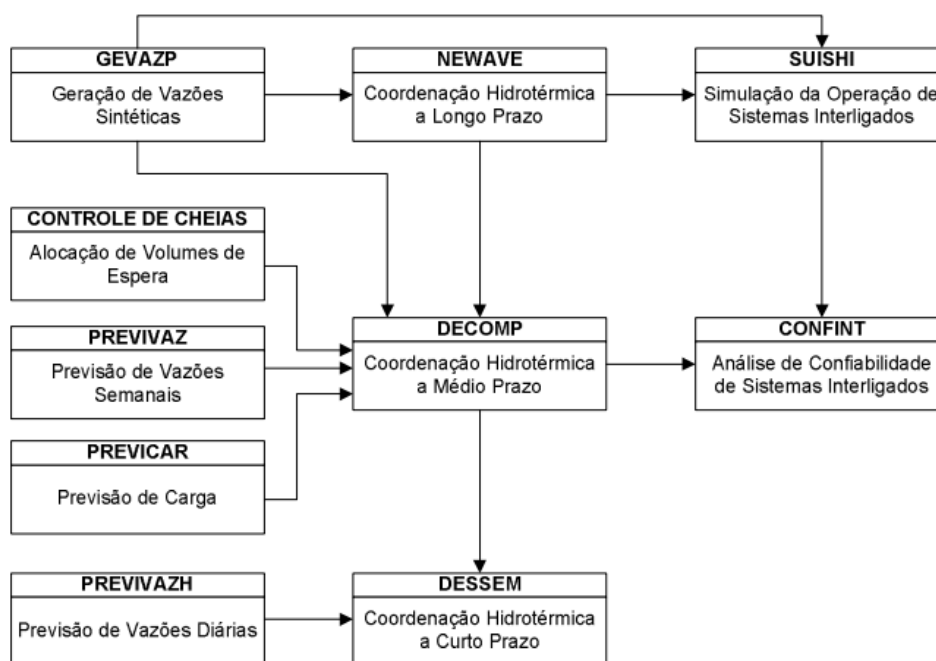
Figura 9 - Interligações representadas no planejamento da operação



Fonte: KLIGERMAN (2009, p.18).

Duarte (2012) traz a representação, a partir da Figura 10, da cadeia de modelos utilizada para o planejamento e programação da operação eletro-energética no Brasil. Esta cadeia de modelos envolvem desde a otimização multi-estágio da operação dos reservatórios (longo prazo) até o despacho horário (curto prazo).

Figura 10 - Cadeia de modelos para o planejamento da operação



Fonte: DUARTE (2012, p. 19).

A seguir é feita uma breve descrição de cada um dos modelos computacionais que compõem a Figura 10:

- O modelo NEWAVE – desenvolvido para o planejamento de médio prazo, com horizonte de cinco a dez anos (máximo de 30 anos), sendo discretizado mensalmente. O modelo encontra, a cada mês, a solução ótima de operação, de forma a minimizar o custo total de operação. Sua operação será detalhada mais adiante.
- O modelo DECOMP – desenvolvido para a realização do despacho energético no horizonte de curto prazo, este de até um ano. Apresenta discretização semanal para o primeiro mês e mensal para os demais. Determinando a geração de forma individualizada, atendendo a demanda e minimizando o custo esperado da operação.
- O modelo DESSEM – fornece programa de despacho diário para o sistema. Possuindo um horizonte de uma a duas semanas, sendo que os dois primeiros dias são discretizados de trinta em trinta minutos, os demais são discretizados de hora em hora, calculando a geração necessária em cada intervalo, minimizando o custo de operação. De for-

ma que modela as usinas de forma independente, para que os resultados sejam bem próximos aos despachos gerados efetivamente.

- O modelo PREDESP – determina o despacho horário de geração minimizando o custo de operação, este feito através do cálculo do despacho do próximo dia a cada meia hora.
- O modelo PREVIVAZ e PREVIVAZ H – produzem previsões de vazões afluentes semanais e horárias, respectivamente.
- O modelo SUISHI – representa as usinas do sistema hidrotérmico de forma individualizada, realizando a desagregação do resultado mensal apresentado pelo modelo NEWAVE.
- GEVAZP – Geração de Energias e Vazões Sintéticas – programa responsável por gerar séries sintéticas de vazões/energias afluentes multivariadas mensais, estas para serem utilizadas nos modelos NEWAVE, DECOMP e SUISHI.
- CAHORA – exerce a previsão da carga do sistema em base horária.
- PREVICAR – obtém a previsão da carga do sistema em base mensal e semanal.
- CONFINT – responsável pela análise da confiabilidade do sistema hidrotérmico interligado.
- CONTROLE DE CHEIAS – sistema para estudos de prevenção de cheias.

Então, o planejamento no Brasil depende de simulações detalhadas da operação no futuro. Sendo, realizado por meio dos modelos NEWAVE e DECOMP, estes atuam no ambiente de grandes incertezas, sendo o primeiro de médio prazo e o segundo de curto prazo. Estas duas técnicas serão melhor abordadas nos próximos tópicos.

3.3.1 O Modelo NEWAVE – Médio Prazo

A abordagem tradicional para a solução do problema de planejamento da operação de médio prazo está na técnica da Programação Dinâmica Estocástica (PDE), buscando a melhor decisão de operação e a minimização do custo total de operação. Esta técnica foi desenvolvida para a resolução de somente um único reservatório equivalente, para isso, o reservatório era dividido em 100 partes, e a dis-

tribuição de probabilidades de afluições do mês anterior era dividida em dez intervalos. Desta maneira, calculava-se a decisão operativa para 1000 possíveis estados. A decisão para um destes estados era aquela que minimizava o custo esperado para o conjunto de dez cenários equiprováveis de afluições para o mês (KLIGERMAN, 2009).

Contudo, a principal desvantagem apresentada por este método estava na definição da estratégia individual para cada reservatório, sem levar em conta os intercâmbios de energia entre os subsistemas. A técnica abordava o fluxo entre a região Sul e Sudeste/Centro-Oeste e entre os subsistemas Norte e Nordeste de forma empírica. Apesar da desvantagem, o programa era bem aceito, pois o problema da combinação de quatro reservatórios equivalentes era considerado intratável computacionalmente (KLIGERMAN, 2009).

A possibilidade de se considerar os subsistemas interligados no cálculo do planejamento da operação surgiu em 1998, com a conclusão do desenvolvimento do modelo NEWAVE, este modelo baseado na técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). A utilização desta técnica evita a discretização do espaço de estados, contornando a conhecida “maldição da dimensionalidade”, existente na programação dinâmica.

O NEWAVE não se limita apenas com alocação ótima de recursos e minimização de custos, o software também faz uma série de estudos no planejamento do SIN referentes a políticas comerciais, tarifárias e de racionamento; gerenciamento da demanda e realimentação ao planejamento da expansão, além do fornecimento de informações sobre o consumo de combustíveis das usinas térmicas (BATISTA, 2007) (BERTHO JUNIOR, 2013).

Assim, para as decisões operativas, o método pode ser descrito de forma sucinta, de modo que as decisões dependem de uma projeção de futuro, dado um horizonte de planejamento. Nesse horizonte deverá ser previsto: saída programada de máquinas, crescimento de demanda, entrada de novas usinas, taxa de desconto a ser aplicada a custos futuros e uma função custo do déficit.

A princípio, o procedimento, decide a parcela de geração hidráulica e térmica por subsistema e, por conseguinte, por decomposição, a geração por usina. Mas afinal, como o método decide tais gerações?

A partir do agrupamento dos reservatórios, o método do planejamento faz uma adequação dos valores de vazão afluente das usinas hidrelétricas, esta passa a ser abordada como quantidade de energia, sendo então chamada de Energia Natural Afluente (ENA) (BERTHO JUNIOR, 2013).

Tendo o Custo Marginal de Operação a variável mais importante do sistema elétrico, este se torna o indicador por trás de tal estratégia. A partir da análise do CMO, formado pelas gerações obtidas na simulação da série sintética de energia afluente, divide-se então a energia assegurada do sistema entre os blocos de usinas hídricas e térmicas (D'ARAÚJO, 2009).

Com isso, pode-se representar a parcela hidráulica (EH) através da equação 3.2, onde esta multiplica as cargas críticas dos quatro subsistemas por um coeficiente que valoriza a geração em cada mês e em cada série pelo corresponde CMO, sendo chamado de “fator hidráulico” (FH).

$$EH = \sum_{s=1}^4 ccrítica \times FH \quad (3.2)$$

O fator hidráulico (FH) representa uma série de CMO's, formando um fator de ponderação para definir no montante de energia assegurada as usinas hidrelétricas responsáveis. Assim, com a equação 3.3, tem-se o FH , de modo que são quatro subsistemas (s), 12 meses (i), 15 anos (j) e 2000 (k) séries sintéticas de aflúências que, nesse caso, substituem o histórico. No numerador está a série de gerações hidráulicas e no denominador a geração total.

$$FH = \frac{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{2000} gh(i, j, k, s) \times CMO(i, j, k, s)}{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{2000} [gh(i, j, k, s) \sum_{l=1}^n gt(i, j, k, s)] \times CMO(i, j, k, s)} \quad (3.3)$$

No caso da geração térmica, pode também ser definida através da equação 3.2, contudo a diferença está no fator térmico (FT). O NEWAVE representa as usinas termelétricas por um conjunto de usinas, denominadas de classes térmicas (l). Essas classes são divididas basicamente por seus custos de geração máxima e mínima, assim como seus custos incrementais de operação. O fator térmico então é diferenciado por subsistema (s) e por classe térmica (l), podendo ser observado na equação 3.4.

$$FT = \frac{\sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{2000} gh(i, j, k, s) xCMO(i, j, k, s)}{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{2000} [gh(i, j, k, s) \sum_{l=1}^{nts} gt(i, j, k, l, s)] xCMO(i, j, k, s)} \quad (3.4)$$

Feita então a separação entre hidráulicas e térmicas, a repartição do total hidráulico por usina é feito admitindo-se que a energia assegurada é equivalente à energia firme da usina, esta última pode ser calculada individualmente para cada usina (D'ARAÚJO, 2009).

Existem quatro etapas básicas que compõe o modelo NEWAVE: módulo de cálculo do sistema equivalente, módulo de energias afluentes, módulo de cálculo da política da operação hidrotérmica e módulo de simulação da operação (FRANCISCO, 2006). Cada um desses módulos tem sua devida importância, desde a agregação dos reservatórios dos subsistemas a partir da configuração definida nos dados de entrada, a política ótima de operação mais econômica para os subsistemas equivalentes até a simulação da operação do sistema ao longo do período planejado.

Como já citado anteriormente, quanto maior o horizonte de planejamento, maior o grau de incerteza, então variáveis como FH e FT a incerteza é inerente. Na prática, se dispõe do registro de afluências, estas com pouco mais de 70 anos, este tamanho de amostra torna-se insuficiente para estimar tais parâmetros de risco com incertezas aceitáveis. Desta forma, o NEWAVE conta com um gerador estocástico de séries sintéticas – GEVAZP, onde este captura as características básicas das séries históricas e faz o cálculo das duas mil séries de vazões afluentes, sendo diferentes da série histórica, mas igualmente possíveis.

Desta forma, o NEWAVE realiza uma série de simulações da operação do sistema elétrico de potência, sob influência de diversos fatores, como variações da energia afluente, variações da demanda e falhas de componentes (BERTHO JUNIOR, 2013). A partir destas simulações os subsistemas são atendidos através da geração hidráulica e geração térmica, além de intercâmbios de energia entre eles.

A simulação é capaz de avaliar restrições tanto de limites máximos, quanto mínimos de vazões, onde o controle de cheias evita o possível vertimento das usinas hidrelétricas e no caso o limite mínimo tem função de garantir a segurança do sistema elétrico, das turbinas das usinas e evitar o assoreamento do local em questão.

Apesar de o método avaliar o limite mínimo das vazões, ainda não considera em suas simulações a diminuição da capacidade causada pelo assoreamento, podendo então causar variações de despacho. Algumas usinas que já se encontram parcialmente assoreadas são Três Marias, na Bacia São Francisco e Capivara, localizada na Bacia do Paraná (GUIMARÃES, 2009). Dados sedimentológicos ainda são relativamente escassos, tornando o problema ainda mais preocupante.

Assim, como consequência da simulação do método do planejamento tem-se resultados como intercâmbios de energia esperados para os subsistemas, os possíveis riscos de déficit, pontos de não suprimento de energia e o Custo Marginal de Operação (CMO) esperado. O valor do CMO é de essencial importância para a formação de preços no mercado de energia, sendo a representação do custo necessário de geração do próximo MW de energia ao sistema elétrico (BERTHO JUNIOR, 2013).

Contudo, o modelo não é capaz de interpretar o quanto de combustível está disponível para o sistema, supondo então que as usinas térmicas possam ser acionadas a qualquer momento. Em contra partida, o modelo é capaz de representar as térmicas nos seus estudos através de suas características físicas e restrições operativas, tais como: potência máxima, combustível usado, consumo específico, taxa de tomada de carga e nível mínimo operativo (FINARDI, 1999).

O método em questão ainda não considera a geração de energia eólica, apesar desse tipo de geração estar atingindo patamares cada vez mais significativos. O número de incertezas associadas a esse tipo de geração torna-se um desafio ao problema do planejamento da operação. Contudo, a EPE já conta com um banco de dados históricos, a partir de estações de medições instaladas em diferentes parques eólicos do País (ABRACEEL, 2014).

3.3.2 O Modelo DECOMP – Curto Prazo

Assim como o NEWAVE, também é desenvolvido pelo CEPEL e utiliza a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) para a execução da otimização. Contudo, diferentemente do NEWAVE, o DECOMP apresenta maior detalhamento do sistema em sua modelagem matemática, passando a representar as usinas hidrelé-

tricas de forma individualizadas para a realização do planejamento da operação energética, buscando a melhor alocação da geração de energia elétrica no horizonte de curto prazo, sendo este de até um ano.

A discretização do horizonte de planejamento do modelo DECOMP é semanal para o primeiro mês e mensal para o restante. Além disso, as vazões afluentes no primeiro mês são consideradas conhecidas e devem ser fornecidas ao modelo. A estocasticidade das vazões é introduzida a partir do final do primeiro mês do planejamento, e também utiliza o gerador de afluências GEVAZP.

Sendo assim, há um acoplamento entre o NEWAVE e o DECOMP, para que o planejamento de curto prazo condiga com o de médio prazo, de forma a existir uma série de características impostas para o tratamento das usinas de forma individualizada. Algumas características avaliadas pelo método de curto prazo são: enchimento de volume morto, volume de espera, evaporação, desvios de água, tempo de viagem da vazão defluente, entre outras. Assim, o resultado de otimização realizado pelo DECOMP indicará a alocação ótima de energia respeitando as características individuais de cada uma (BERTHO JUNIOR, 2013).

3.3.3 Curva de Aversão ao Risco

A busca pela melhor decisão operativa, com redução dos custos de geração de energia elétrica sem que haja qualquer prejuízo na garantia do fornecimento de demanda, faz com que a operação corra risco de falha e com isso pode vir a não garantir totalmente a demanda exigida. Com isso, veio à utilização de uma ferramenta de mitigação de risco associado ao procedimento de planejamento da operação, no qual esta ferramenta procura buscar a minimização das possibilidades de ocorrência do déficit de energia.

O racionamento de energia ocorrido no ano de 2001 atingiu níveis críticos de armazenamento de energia, levando então ao estudo do método de planejamento utilizado. Tal investigação apontou que o modelo utilizado na época era incapaz de fazer a antecipação das condições hidrológicas desfavoráveis. A partir daí, em janeiro de 2002, a Resolução nº 109 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) adotou o mecanismo de representação de aversão a risco de racionamento

por meio de curvas bianuais de segurança de armazenamento dos reservatórios equivalentes, este mecanismo de forma externa ao modelo de otimização (BERTHO JUNIOR, 2013).

Por conseguinte, a Curva de Aversão ao Risco (CAR) é atualmente aplicada tanto externamente quanto provisoriamente interna ao modelo de otimização, funcionando como uma espécie de “curva alerta”. Cada subsistema conta com sua curva bianual de condições hidrológicas de segurança para seus reservatórios equivalentes, fazendo-se revisões anuais de seus valores de meta (FRANCISCO, 2006) (KLIGERMAN, 2009).

Este mecanismo então informa se algum reservatório equivalente está abaixo da CAR, com isso, o ONS tem autonomia de realizar o despacho de geração térmica fora da ordem de mérito com o objetivo da garantia de suprimento. Logo, o Custo Marginal de Operação torna-se igual ao custo da usina termelétrica mais cara em operação no SIN. Este despacho fora da ordem de mérito gerará um custo adicional, onde, será dividido entre os agentes na forma de encargos de serviços do sistema por razão de segurança energética, não fazendo então parte na formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

4 APRESENTAÇÃO DA PESQUISA E ANÁLISE DOS RESULTADOS

A atual matriz brasileira de produção de energia elétrica, como já citado anteriormente, é definida pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), onde este é operado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), caracterizado por apresentar um complexo de usinas hidrelétricas e seus reservatórios, usinas termelétricas e outras fontes, centros de consumo e redes de transmissão de energia às quais possibilitam a entrega e intercâmbio da energia gerada por quase todo território nacional.

Conforme os dados apresentados pelo BIG da ANEEL, na Tabela 1, são apresentados os empreendimentos em operação no País. Pode ser observado que o sistema de geração é hidrotérmico com predominância hídrica, sendo que 62,82% da capacidade instalada da geração nacional é oriunda de hidrelétricas. Apenas 26,55% da capacidade, tem origem térmica, sendo então “imunes” as incertezas de disponibilidade energética.

O Sistema Interligado Nacional representa um ganho significativo de confiabilidade ao sistema, permitindo a partir da sinergia entre as unidades geradoras, produzir e distribuir energia elétrica de maneira eficiente, aproveitando os diferentes regimes hidrológicos que ocorrem em território nacional. As usinas hidrelétricas existentes no SIN apresentam grandes reservatórios, sendo que estes enchem nos períodos úmidos, acumulado energia para ser utilizada nos períodos secos, atendendo assim, a demanda exigida.

Normalmente, com o regime de chuva dentro do esperado, a regularização de muitos reservatórios é caracterizada como plurianual. O suprimento da demanda não está somente nas térmicas, mas nessa característica de regularização.

Tabela 1 - Empreendimentos em Operação em 25/12/2014

Empreendimentos em operação					
Fonte			Capacidade Instalada		
Origem	Fonte Nível 1	Fonte Nível 2	nº de usinas	(kW)	%
Biomassa	Agroindustriais	Bagaço da Cana de Açúcar	6,9751	6,9751	6,9751
		Biogás-AGR	0,0012	0,0012	0,0012
		Capim Elefante	0,0223	0,0223	0,0223
		Casca de Arroz	0,0264	0,0264	0,0264
	Biocombustíveis líquidos	Óleos Vegetais	0,0134	0,0134	0,0134
	Floresta	Carvão Vegetal	0,0362	0,0362	0,0362
		Gás de Alto Forno - Biomassa	0,0761	0,0761	0,0761
		Licor Negro	1,2601	1,2601	1,2601
	Resíduos de Madeira	0,2525	0,2525	0,2525	
	Resíduos animais	Biogás-RA	0,0009	0,0009	0,0009
Resíduos sólidos urbanos	Biogás-RU	0,0472	0,0472	0,0472	
Eólica	Cinética do vento	Cinética do vento	3,4504	3,4504	3,4504
Fóssil	Carvão Mineral	Calor de Processo-CM	0,0172	0,0172	0,0172
		Carvão Mineral	2,3927	2,3927	2,3927
		Gás de Alto Forno-CM	0,1265	0,1265	0,1265
	Gás Natural	Calor de Processo-GN	0,0282	0,0282	0,0282
		Gás Natural	8,8595	8,8595	8,8595
	Outros Fósseis	Calor de Processo-OF	0,1053	0,1053	0,1053
	Petróleo	Gás de Refinaria	0,2399	0,2399	0,2399
		Óleo Combustível	2,8830	2,8830	2,8830
		Óleo Diesel	2,5294	2,5294	2,5294
	Outros Energéticos de Petróleo	0,6531	0,6531	0,6531	
Hídrica	Potencial hidráulico	Potencia hidráulico	62,819	62,819	62,819
Nuclear	Urânio	Urânio	1,4048	1,4048	1,4048
Solar	Radiação Solar	Radiação Solar	0,0106	0,0106	0,0106
Importação	Paraguai		3,9885	3,9885	3,9885
	Argentina		1,5883	1,5883	1,5883
	Venezuela		0,1411	0,1411	0,1411
	Uruguai		0,0494	0,0494	0,0494
Total			3581	141.655.594	100

Fonte: ANEEL (2014b).

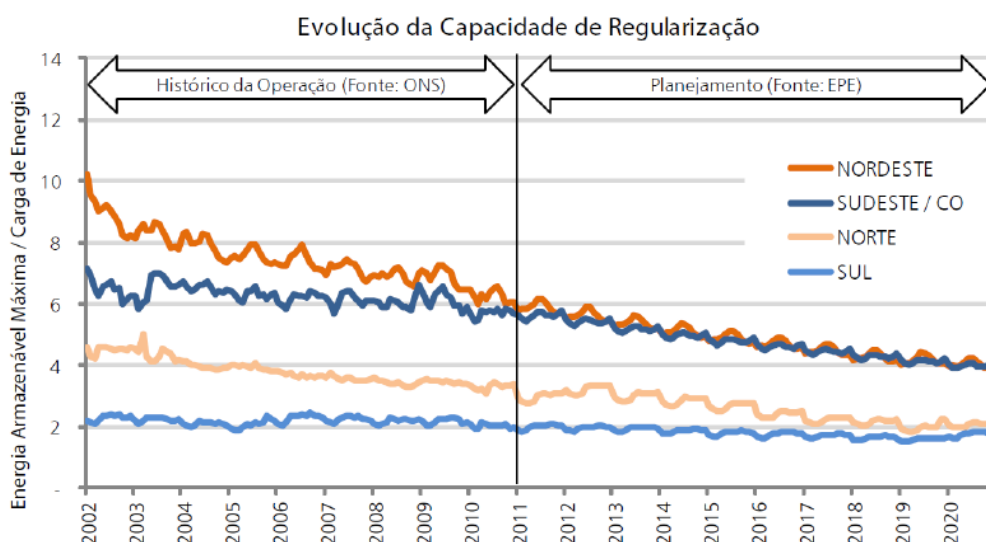
Atualmente diversas matérias jornalísticas enfatizam que fatores climáticos tem afetado o Setor Elétrico Brasileiro (SEB). De onde vem também à tona a discussão que o Brasil possa vir a sofrer com um racionamento de energia como o ocorrido no ano de 2001 (ILUMINA, 2014a) (GLOBO.COM, 2014a).

Contudo, não somente os fatores climáticos afetam a característica de regularização dos reservatórios do sistema elétrico brasileiro. Outros fatores que levaram a

alteração da regularização dos reservatórios são o aumento do consumo de eletricidade e a estagnação ou até mesmo diminuição da capacidade de armazenamento.

Como pode ser observado na Figura 11, apresentada pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, há de se perceber que ao longo dos anos o País sofre com a diminuição da capacidade de armazenamento frente ao crescimento de carga. Sendo que os fatos que mais influenciam para esta situação são as crescentes restrições socioambientais para a aprovação e construção de novos reservatórios, bem com o assoreamento dos existentes.

Figura 11 - Evolução da capacidade de armazenamento dos reservatórios



Fonte: EPE (2010a).

Com isso, há uma maior dependência de boas afluições, e consequentemente, aumento da necessidade dos recursos térmicos para garantir o suprimento de energia. Consequência disso é que, desde outubro de 2012, as usinas térmicas vêm sendo bastante exigidas. O que provoca o aumento do preço da energia consumida e faz crescer significativamente a taxa de emissão de gases geradores de efeito estufa.

Baseado nestas informações, nos tópicos a seguir será discutido as atuais condições em que se encontra o Setor Elétrico Brasileiro.

4.1 Análise do Nível de Armazenamento dos Principais Reservatórios

Como já mencionado, o Brasil, possui predominância hídrica em sua geração. Essa característica foi priorizada desde 1960, com a atuação da ELETROBRÁS. Assim, o País conta com usinas hidrelétricas de grande porte, localizadas longe dos centros de consumo, este fato exige grandes linhas de transmissão para melhor aproveitamento do recurso. Quando comparada a setores elétricos de outros países, além da predominância hídrica outra característica marcante é a grande capacidade de armazenamento dos reservatórios.

A Tabela 2, construída a partir de dados do ONS – Operador Nacional do Sistema e também do SIGEL – Sistema de Informações Gerenciadas do Setor Elétrico, mostra os principais reservatórios do País, contando com sua capacidade total de armazenamento e a situação em que se encontra nos dias atuais.

Tabela 2 - Situação dos Principais Reservatórios do Brasil em 15/12/14

Região Sudeste/Centro-Oeste (Situação atual 16,77%)					
Principais Bacias	Principais Reservatórios		Capacidade de armazenamento [hm³]	Potência Instalada [kW]	Situação Atual
Rio Paranaíba 37,92% da região	Emborcação	10,82% da região	13060	1192000	16,53%
	Nova Ponte	11,39% da região	10380	510000	12,21%
	Itumbiara	7,89% da região	12454	2080500	12,23%
	São Simão	2,54% da região	5540	1710000	36,91%
Rio Grande 25,73% da região	Furnas	17,42% da região	22950	1216000	11,84%
	Mascarenhas de Moraes	2,18% da região	2500	476000	16,47%
	Marimbondo	2,72% da região	5260	1440000	15,94%
	Água Vermelha	2,22% da região	5169.21	1396200	19,09%
Rio Paraná 3,07% da região	Ilha Solteira 3 Irmãos	3,07% da região	8964.92 8964.02	344000 807500	0%
Rio Paranapanema 5,81% da região	Jurumirim	2,00% da região	3157	100956	15,86%
	Chavantes	1,63% da região	3041.57	414000	16,52%
	Capivara	1,95% da região	10500	619000	16,84%
Outras 27,53% da região					

Fonte: SIGEL (2014), ONS (2014g).

Tabela 3 – Continuação - Situação dos Principais Reservatórios do Brasil em 15/12/14

Região Sul (Situação atual 51,86%)					
Principais Bacias	Principais Reservatórios		Capacidade de armazenamento [hm³]	Potência Instalada [kW]	Situação Atual
Rio Iguaçu					
50,93%	Salto Santiago	16,30% da região	4113.21	1420000	77,72%
	G. B. Munhoz	30,39% da região	3804.69	1676000	30,98%
	Segredo	2,29% da região	383.68	1260000	43,88%
Rio Jacuí					
16,08% da região	Passo Real	15,02% da região	3069	158000	64,16%
Rio Uruguai					
29,77% da região	Passo Fundo	8,72% da região	1404.61	226000	86,09%
Outras					
3,22% da região					
Região Nordeste (Situação atual 14,62%)					
Principais Bacias	Principais Reservatórios		Capacidade de armazenamento [hm³]		Situação Atual
Rio São Francisco					
96,86% da região	Sobradinho	58,20% da região	28669	1050300	16,69%
	Três Marias	31,02% da região	15278	396000	7,92%
	Itaparica	6,62% da região	3549	1479600	19,75%
Outras					
3,14% da região					
Região Norte (Situação atual 27,35%)					
Principais Bacias	Principais Reservatórios		Capacidade de armazenamento [hm³]		Situação Atual
Rio Tocantins					
96,17% da região	Serra da Mesa	43,68% da região	43250	1275000	25,49%
	Tucuruí	51,53% da região	38982.22	8535000	17,09%
Outras					
0,16% da região					

Fonte: SIGEL (2014), ONS (2014g).

Como se pode observar na Tabela 2, o planejamento da expansão de energia elétrica no Brasil priorizou a exploração do potencial de geração hidrelétrica disponível nas bacias hidrográficas das regiões Sudeste, Sul e Nordeste. Este fato se deu, pois as condições para a exploração dos recursos em tais regiões eram de mais fácil acesso. O potencial restante, além de situar-se em bacias hidrográficas distantes dos centros de consumo está, em sua maioria, localizado na região Norte, onde esta apresenta pouca declividade, com rios que se caracterizam como de planície. Deste

modo, torna-se difícil planejar e construir grandes reservatórios de regularização pluviarianual, sem alagar vastas extensões.

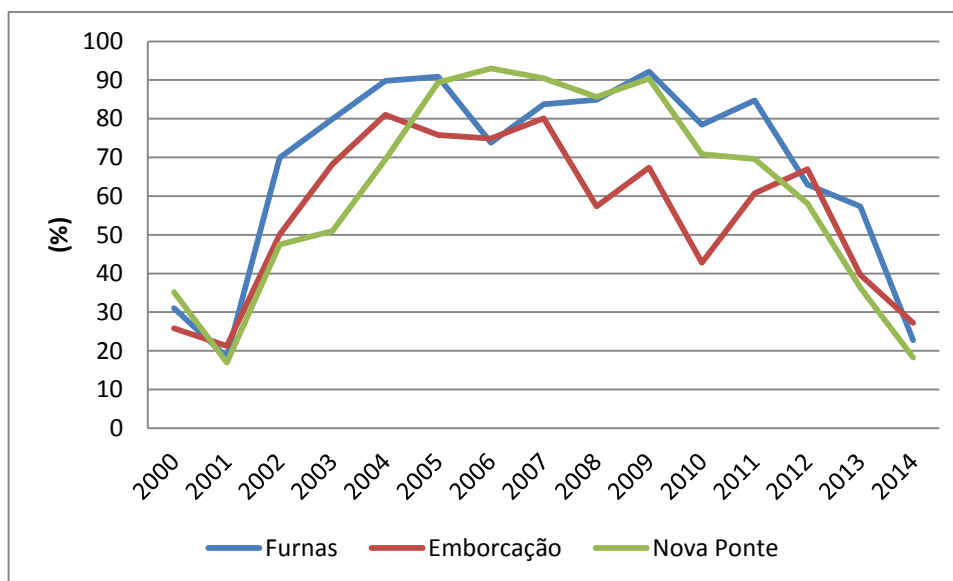
Ainda observando-se a Tabela 2, tem-se a situação atual dos reservatórios. Nos últimos dois anos os reservatórios de todos os subsistemas passaram a receber menos água acarretada por questões climáticas. Conseqüentemente, os mesmos vieram a baixar seus níveis, gerando menos energia e exigindo um maior acionamento térmico.

A região Sul é a que apresenta a melhor situação, contudo, sua capacidade máxima de armazenamento no sistema é de apenas 19.873 MWmês, isso corresponde cerca de 7% do total do sistema (ONS, 2014g).

Enquanto, a região Sudeste-Centro/Oeste é responsável por 70% da capacidade máxima de armazenamento, um total de 202.246 MWmês, esta sofre com níveis preocupantes. Contudo, há expectativas do ONS de que ocorram chuvas fracas a moderada na região, sendo ressaltado que o nível de armazenamento esperado para o final do mês de dezembro de 2014 seja de 21,8% (ONS, 2014g) (OPOVO, 2014).

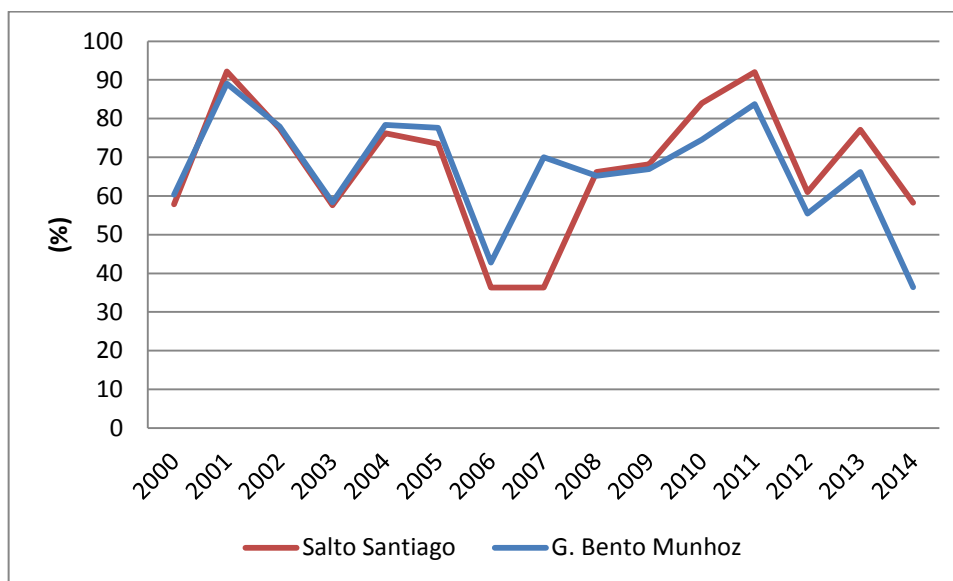
A seguir são apresentados gráficos, construídos a partir de dados disponibilizados pelo ONS, com a evolução do volume útil dos principais reservatórios por região. Nestes podem ser observadas características marcantes, como o período de 2001, época do racionamento de energia e os dias atuais, aonde o volume útil dos reservatórios vem diminuindo drasticamente.

Figura 12 - Volume útil dos principais reservatórios da região Sudeste/Centro-Oeste



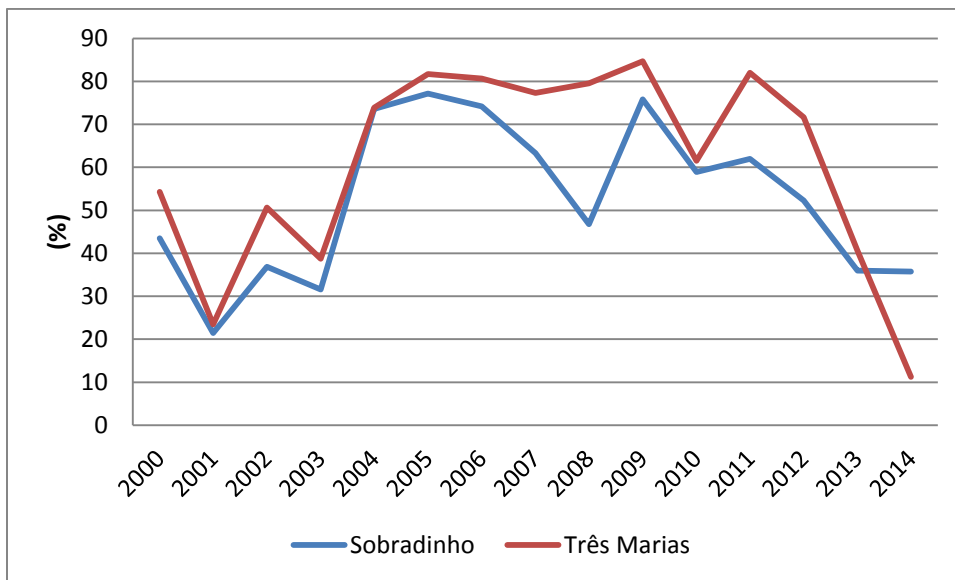
Fonte: Autoria própria.

Figura 13 - Volume útil dos principais reservatórios da região Sul



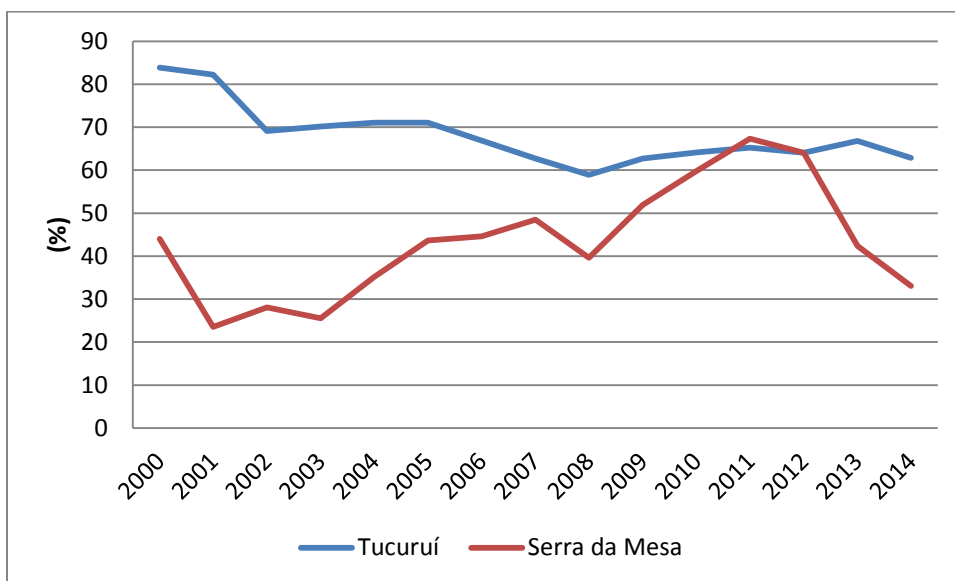
Fonte: Autoria própria.

Figura 14 - Volume útil dos principais reservatórios da região Nordeste



Fonte: Autoria própria.

Figura 15 - Volume útil dos principais reservatórios da região Norte

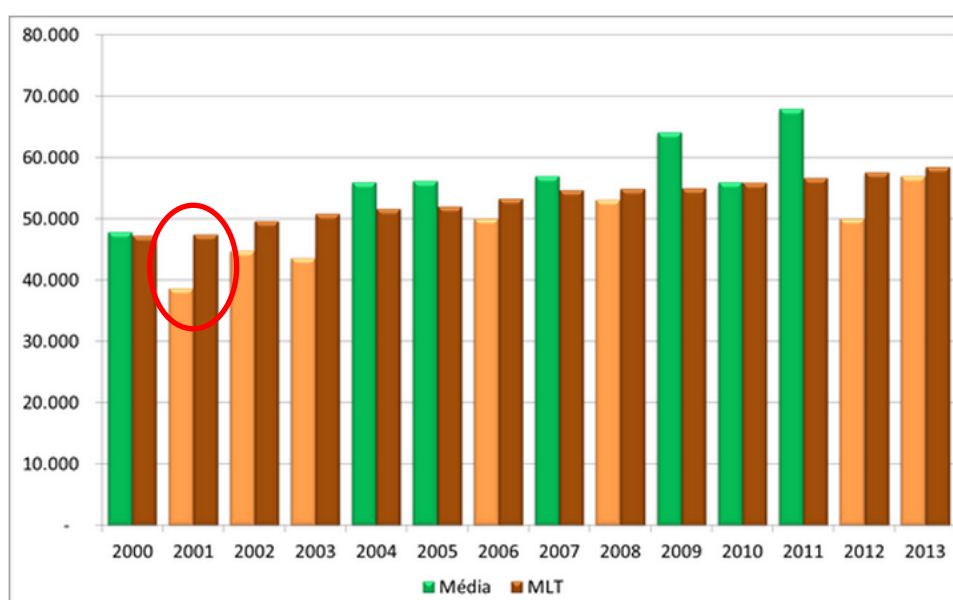


Fonte: Autoria própria.

Conforme as Figuras 12, 13, 14 e 15, se pode observar o comportamento da hidrologia nos subsistemas Sudeste e Centro-Oeste (70% da reserva), Sul (7% da reserva), Nordeste (18% da reserva) e Norte (5% da reserva). As variabilidades das vazões nas diferentes regiões garantem, através do sistema de transmissão, armazenar água nos regimes hidrológicos favoráveis para fornecer energia em períodos de estiagem.

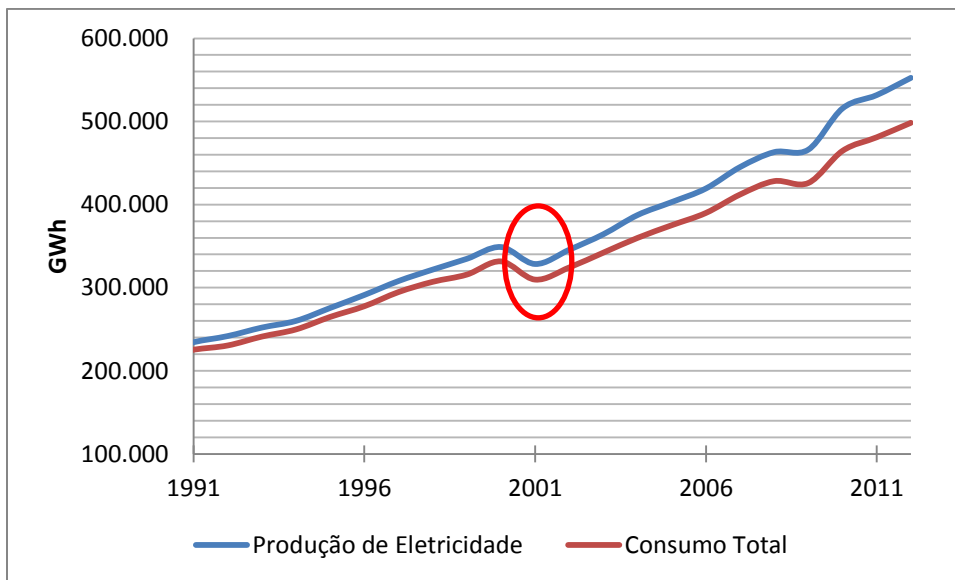
Já a Figura 16, trás uma visão geral do SIN, em MW médios, de modo que as barras verdes representam um comportamento acima da média de longo termo (MLT) da energia natural afluyente (marrom), enquanto as barras laranja estão abaixo da MLT. Em 2001, ocorreu um cenário hidrológico desfavorável, em destaque, principalmente nas regiões Sudeste e Nordeste. Isso coincidiu com a falta de investimentos e o aumento de consumo de energia, que crescia a uma velocidade maior que a capacidade instalada de geração, levando ao racionamento, como pode ser visto na Figura 17.

Figura 16 - Energia Natural Afluyente do SIN



Fonte: ILUMINA (2014a).

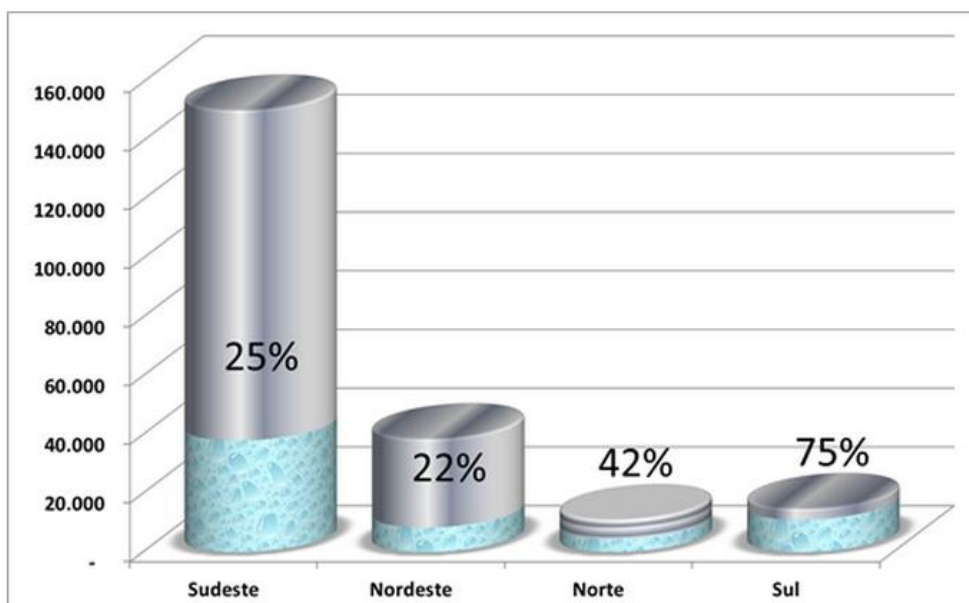
Figura 17 - Produção de eletricidade X Consumo



Fonte: Autoria própria.

Assim como na Figura 16, a Figura 18 (MW médios) mostra a previsão de capacidade de armazenamento feita pelo ONS, para o mês de outubro de 2014. Matérias divulgando o baixo nível nos reservatórios tem-se destacado na mídia atualmente, estes índices não estão somente ligados à falta de chuvas (com os piores desde 1954), mas também com o aumento do consumo de energia, que exige cada vez mais da geração. Na Figura 19, pode-se observar a crescente demanda exigida pelo SIN.

Figura 18 - Previsão do nível de armazenamento para o mês de outubro

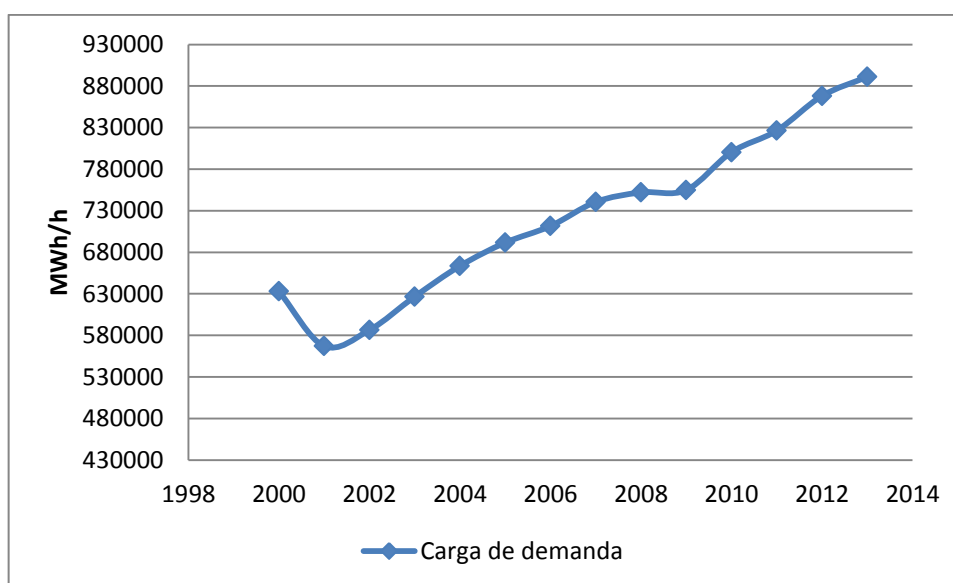


Fonte: ILUMINA (2014d).

A partir da previsão de capacidade, o Operador Nacional do Sistema ressalta que o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, sendo a reserva mais importante do Brasil, chegaria a 19,9% até o final do mês de outubro de 2014, estando em um índice mais baixo que o registrado no ano do racionamento. Tal situação exigiu constantemente um maior despacho térmico, independente de suas consequências ambientais e econômicas (ILUMINA, 2014d). A situação dos reservatórios levou a um constante despacho de praticamente todo o parque termelétrico, fazendo o preço de curto prazo da energia (PLD) atingir o patamar máximo de R\$ 822,83 por MWh por várias semanas.

Historicamente, entre 2003 e 2013, o PLD só atingiu o limite máximo em apenas duas semanas operativas em janeiro de 2008. Em 2014, contudo, praticamente em todas as semanas operativas de fevereiro a maio, isso aconteceu. O indicador caiu em junho, mas continuou alto, tendo ficado próximo ao limite máximo em setembro, e voltando ao patamar máximo na segunda semana de outubro. Isto resultou num custo financeiro bilionário para o setor elétrico, tanto que a Aneel abriu consulta pública e recomenda um limite máximo de R\$388,04/MWh para 2015 (Jornal-daEnergia, 2014c).

Figura 19 - Carga de demanda exigida pelo SIN

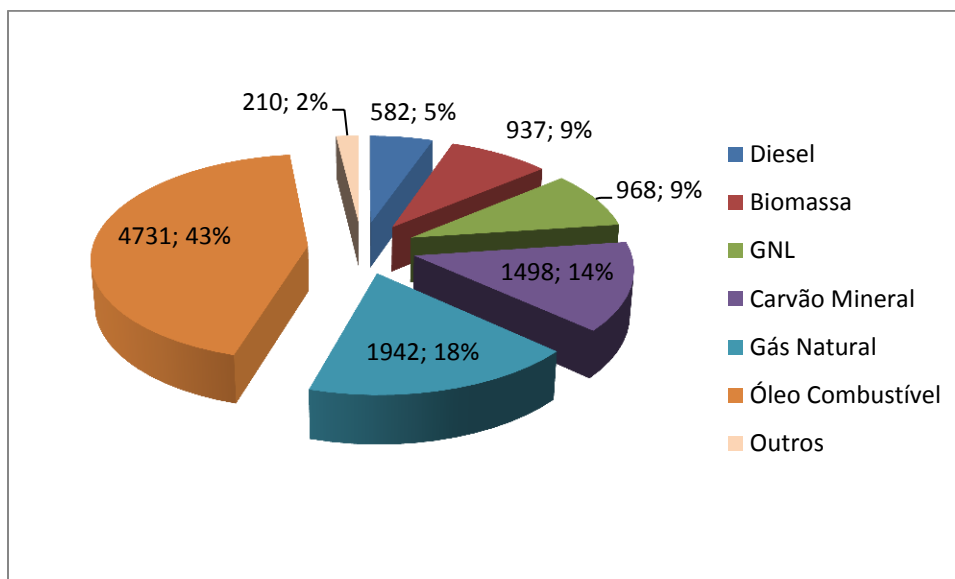


Fonte: Autoria própria.

A questão ambiental preocupante é o fato de que a estiagem está levando alguns reservatórios ao completo esvaziamento. Exemplo disso é o Rio São Francisco, considerado um dos mais importantes do País, onde sua nascente (Serra da Canastra/MG) veio a secar em setembro de 2014. Além da diminuição do nível do Rio, o assoreamento prejudica outras atividades como a navegação, de modo que os bancos de areia e as pedras aparentes podem interferir para a travessia do mesmo (Globo.com, 2014c). De acordo com Globo.com (2014b), o Comitê da Bacia Hidrográfica do São Francisco, divulgou que a queda no seu volume chega a ser de 35%, em 40 anos.

Diferentemente do ano de 2001, onde a carga do sistema elétrico brasileiro era de 330 TWh, em 2014 deve-se chegar a 540 TWh. Os reservatórios brasileiros são capazes de armazenar o equivalente a 220 TWh de afluições transformadas em energia, aproximadamente 38 TWh mensais. De forma que antes era possível ser armazenado 6 meses de carga, com a situação atual a capacidade de guardar energia nos reservatórios caiu para cerca de 5 meses (ILUMINA, 2014a). O gráfico da Figura 20 mostra os tipos de usinas térmicas vencedoras de alguns leilões até o ano de 2010, sendo que aproximadamente 10.000 MW médios térmicos foram acrescentados ao sistema de geração.

Figura 20 - Oferta de geração térmica em MW



Fonte: ABRAPCH (2014).

Então, se o Brasil conta com um sistema de acumulação e uso de geração complementar, o que levou a situação atual?

Como já apresentado, as condições hidrológicas não vem sendo favoráveis, e somado a isso, não se tem mais aumentado à capacidade de armazenamento devido a restrições socioambientais, dificultando a implantação de usinas com grandes reservatórios. Para dar ideia do que isso significa, vejamos a análise feita por Tancredi e Abbud (2014) das hidrelétricas leiloadas de 2000 a 2012 através de dados da ANEEL: de um total de 42 empreendimentos, que somam 28.834,74 MW, apenas dez são com reservatórios, somando 1.940,6 MW de potência instalada; os outros 32 empreendimentos, com 26.894,14 MW, são de usinas a fio d'água, ou seja, sem qualquer capacidade de guardar água para geração de eletricidade nos períodos secos.

Certo que não haveria qualquer sentido em construir algumas usinas com reservatórios, dados os tipos de relevos completamente desfavoráveis. Como exemplo, as usinas de Santo Antônio e Jirau, situadas no estado de Rondônia, somando 6.900 MW. Contudo, existe o caso da Usina de Belo Monte, onde houve alteração do projeto hidrelétrico para evitar grandes alagamentos. Este exemplo mostra o que foi feito para contornar as imensas pressões sociais levantadas contra o aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia (TANCREDI; ABBUD, 2014).

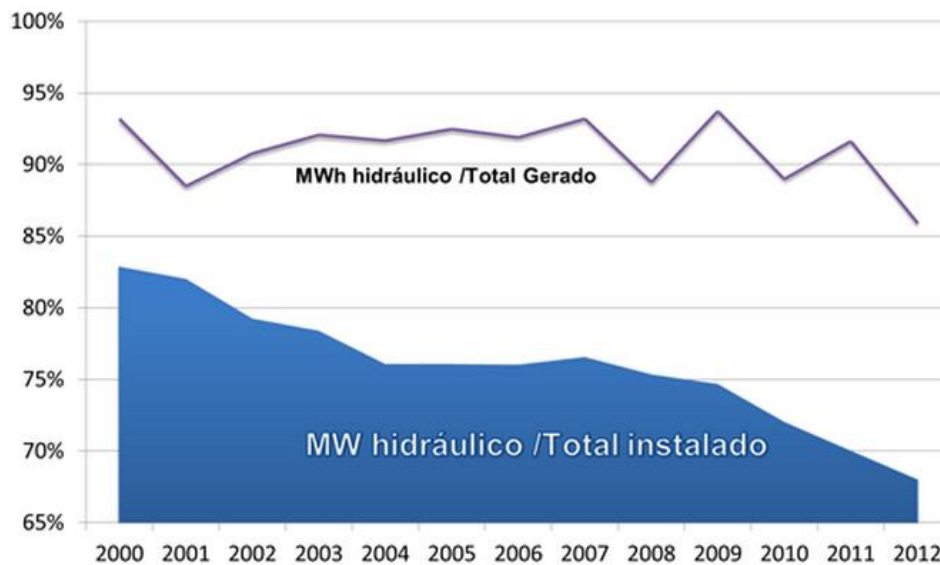
O Brasil, também conta com forte expansão em geração eólica, outra fonte de suprimento alternativo da matriz energética brasileira. Tal geração, atualmente corresponde a 3,45% no total gerado pelo SIN (ANEEL, 2014b), além do benefício de gerar mais nos momentos em que os reservatórios decrescem.

Entretanto, a geração eólica exige a disponibilidade de uma fonte de geração firme equivalente à sua para atuar em regime de *backup*, já que a mesma gera somente quando há ventos. Logo, se não houver água suficiente acumulada nos reservatórios, às térmicas terão que complementar o parque eólico quando ele não estiver produzindo por falta de vento. Ainda, a inserção de energia eólica no SIN acaba não sendo completamente dominada, o que exige mais criticidade em uma fonte complementar.

O gráfico da Figura 21, apresentado por Ilumina (2014b), mostra a proporção de usinas hidrelétricas do SIN e a linha acima da área mostra o quanto de energia (MWh) se origina pelas hidráulicas. Nota-se que no ano de 2000, tinha-se 83% de capacidade instalada de usinas hidrelétricas e estas geravam 90% da carga que o

País consumia. Essa proporção diminuiu para 68% em 2012, mas permaneceu gerando aproximadamente 86% da carga exigida pelo sistema. Então, se a proporção de hídricas diminuiu e estas continuaram com a responsabilidade de geração, aliado com o regime de chuvas abaixo do esperado, é previsível que os reservatórios iriam se esgotar.

Figura 21 - Proporção de hidráulicas no total do SIN



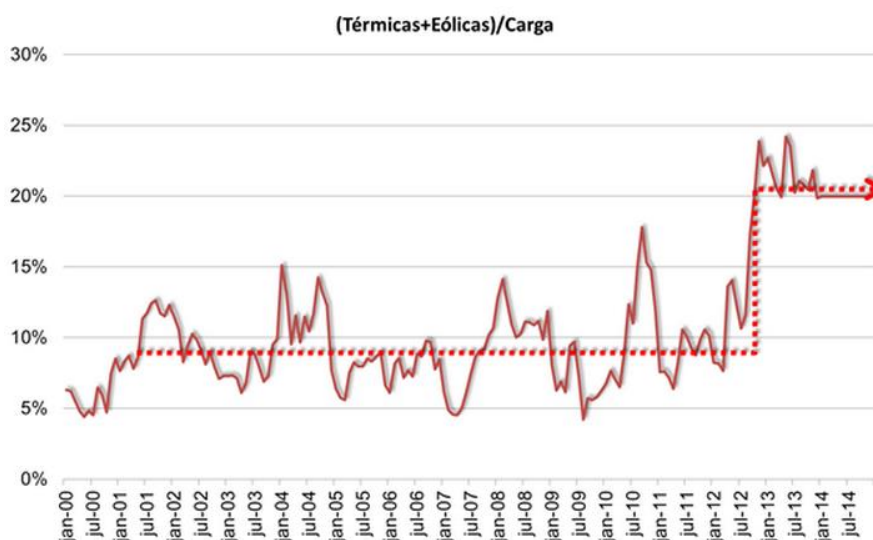
Fonte: ILUMINA (2014b).

De acordo com Ilumina (2014a) que fez a análise da reserva estratégica desde 2004, verificou-se que, nesses oito anos, perdeu-se o equivalente a um mês de carga, caindo de 6 para os então 5 meses a capacidade de armazenamento no SIN. O mesmo debate o fato da construção de novos reservatórios, como uma possível solução, apontando que:

“Bem, se quiséssemos recuperar os 6 meses de carga que tínhamos em 2004, teríamos que aumentar em 6/5 (120%) a nossa capacidade de reserva. Isso significa construir novos reservatórios com capacidade equivalente a todo o Rio S. Francisco. Se fosse possível, quando estivessem prontos, já teríamos que repetir a dose. Portanto, sem descartar essa alternativa, a estratégia não vai solucionar o problema”.

Evidentemente, exige-se de outras fontes que assumam parte da carga para fazer com que o sistema de reserva tenha uma melhor folga na operação. Contudo, pode ser visto na Figura 22, como foi feita a complementação no SEB, de modo que de 2003 até setembro de 2012, a complementação, só incluiu aproximadamente 9% da carga com geração térmica e a geração eólica, 1% da carga total.

Figura 22 - Evolução da geração em relação à carga



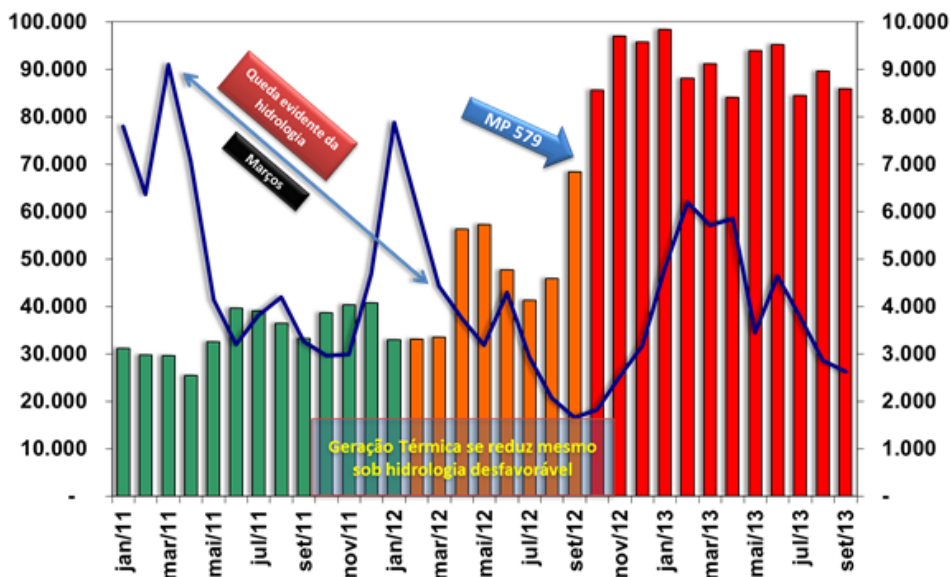
Fonte: ILUMINA (2014a).

Com um correto planejamento, far-se-ia melhor uso das reservas e compensaria o déficit com usinas térmicas. Ressaltando novamente a Figura 22, pode-se notar que somente a partir de setembro de 2012 o sistema passou a ser compensado por mais que o dobro da geração térmica.

A Figura 23 mostra como se deu as afluências e a complementação térmica no período de 2011 a 2013. Também pode ser vista a entrada da Medida Provisória (MP) 579, onde esta teve por objetivo reduzir a tarifa energética em 20%. Segundo Abrapch (2014), até julho de 2012, não compensaria acionar térmicas acima de R\$ 250/MWh, entretanto, já em outubro do mesmo ano foram despachadas térmicas de R\$ 600/MWh.

Ilumina (2014b) ressalta que a MP proporcionou a diminuição da tarifa de energia, contudo o preço pago pelo kWh não era elevado. Consequentemente, fazer um maior uso de recursos térmicos traria um aumento de tarifa, prorrogando o uso de térmicas e exigindo de recursos hídricos para compensar a demanda.

Figura 23 - Uso de hídricas, térmicas e entrada da MP 579



Fonte: ILUMINA (2014a).

Na Figura 23, observando-se a curva azul, pode-se notar o acentuado decréscimo de aflúências em fevereiro de 2012, tornando evidente que seria necessário contar com complementação térmica. Contudo, o que se pode ver nas barras laranja é que a geração diminuiu e somente em setembro de 2012 é que volta a crescer. Este comportamento se dá pelo anúncio da Medida Provisória 579 (LEI 12.783/13), de modo que termelétricas mais baratas não foram acionadas nos anos de 2011 e 2012, acarretando em déficits bem mais caros nos anos subsequentes.

Com tudo o que foi relatado: matriz energética brasileira, baixo nível dos reservatórios, maneira de como foi o comportamento de complementariedade do SEB, entrada da MP 579, etc., tem-se então um histórico de operação incoerente, pautado por mudanças bruscas de regulação no setor de energia.

Assim, tem-se um grande problema no modelo de planejamento utilizado pelo Brasil, sendo que este, como já discutido anteriormente, decide o melhor uso dos recursos térmicos através da variável conhecida como Custo Marginal de Operação (CMO). O CMO abrange certa incerteza, de modo que, além de envolver insegurança as operações no futuro, existem os parâmetros subjetivos para seu cálculo, como o custo de déficit e taxa de desconto do futuro.

O custo da falta de energia, o então chamado “custo de déficit” é escolhido para o País. De modo que nas simulações, alterando-se a função custo de déficit

consequentemente altera-se a série de CMO's. Como a decomposição da energia assegurada depende do CMO, toda a base comercial pode ser alterada (D'ARAÚJO, 2009).

O CMO é conhecido como a variável mais importante do sistema elétrico brasileiro, é utilizado no modelo para definir outros parâmetros essenciais, sendo esses listados pela Abrapch (2014): Capacidade de suprimento seguro do sistema; formação do Índice Custo Benefício; fator de ponderação para determinar a capacidade de contratação das usinas; frequência da geração térmica; preço referência no mercado livre.

Assim, analisando o mercado de energia brasileiro, podem-se encontrar divergências no modelo de operação utilizado. A maioria dos mercados de países desenvolvidos há a relação entre contrato e despacho físico. Já as usinas do SEB não vendem a sua energia gerada, mas sim a sua Garantia Física (GF) ou como também conhecida "energia assegurada". A GF se trata de valores calculados pelo modelo de planejamento, sendo fortemente dependente do CMO. Esta atribui a cada usina um valor fixo de geração, tornando-se então a sua capacidade de venda.

As usinas do sistema acabam por não decidir o quanto são capazes de gerar, dependem então de uma ótica monopolista de um operador nacional. No que se refere a GF de usinas térmicas, as mesmas estão sujeitas que parte do "certificado" não seja cumprido, onde então é despachada geração hídrica para compensar tal falta.

Os leilões de energia realizados também possuem características particulares, sendo feitos de modo genérico, de modo que é vencedor aquele com o menor Índice Custo Benefício (ICB). Então, o ICB (R\$/MWh) busca refletir os benefícios e os custos, sob a ótica do comprador. Tal benefício contratual é a garantia física da usina, que depende da estrutura do sistema e dos parâmetros declarados pelo ofertante: custo variável unitário e inflexibilidade de despacho. Ao invés de diferenciar a usina por sua real capacidade e preço de combustível é utilizado um fator que representa o benefício que a usina traz ao sistema (ILUMINA, 2014e). Logo, a distribuição do preço de curto prazo também é afetada, segundo Jornal da Energia (2014b) entidades de defesa ao consumidor apontam que as geradoras de energia elétrica tiraram proveito do período de poucas chuvas para lucrar com a venda de eletricidade

no mercado de curto prazo (*spot*). Pois ao deixarem de firmar contratos de longo prazo, obrigaram consumidores a comprar energia neste tipo de mercado volátil.

Para Carlos Augusto Kirchner, diretor do SEESP, o aumento de custos pagos pela produção de energia viola o princípio do serviço público essencial, pois a mesma é proveniente a maioria das vezes de hidrelétricas já amortizadas. Assim, permite que se possa produzir energia por apenas R\$ 20/MWh enquanto vende por tarifas superiores a R\$ 300/MWh (JornaldaEnergia, 2014b) (ILUMINA, 2014e).

Este desequilíbrio no custo da energia está sendo vivenciado recentemente, segundo dados da CCEE, sob uma hidrologia 120% da média histórica, em 2011, as hidráulicas liquidaram sua geração acima da garantia física por um PLD no entorno de R\$ 40/MWh. Passados 3 anos, a situação se inverte, questões hidrológicas desfavoráveis levaram as mesmas a pagar 20 vezes mais pelos MWh que faltavam para sua garantia física (ILUMINA, 2014a).

O CMO por fazer parte de todas as fórmulas mercantis torna o método do planejamento da operação instável. De modo que, suas simulações podem fornecer preços relativamente baixos, causando incentivo ao descontrato ou acertos no mercado *spot*, ou por outro lado, pode apresentar preços muito altos.

O método utilizado para o planejamento da operação energética, o NEWAVE, também apresenta outra característica peculiar, o uso de séries sintéticas. A partir dos registros históricos de vazões naturais afluentes de cada usina hidrelétrica é possível construir uma série histórica de energias naturais afluentes para cada subsistema. Estas são modeladas utilizando-se do modelo estocástico autorregressivo periódico de ordem variável, PAR (p), que nada mais é que o conjunto de todas as possíveis trajetórias que podem ser observadas com as respectivas probabilidades. Logo, são geradas as séries sintéticas de energia que são utilizadas nas simulações (CEPEL, 2014) (PENNA, 2009).

O fato da não consideração do potencial eólico existente torna-se outro fator preocupante. O software de planejamento associa fatores de capacidade a priori para usinas eólicas, ou seja, as usinas recebem um certificado de energia, podendo vendê-la, mesmo quando sua energia é tão volátil quanto o vento (D'ARAÚJO, 2009).

Então, como é feito o planejamento da operação para usinas eólicas? No caso desse tipo de geração, ainda não há como ter uma garantia física de disponibilidade. Contudo, através de modelos de previsões atmosféricas é feito um Programa Diário de Produção (PDP), de modo que as informações para compor o PDP são previsões com 24 horas de antecedência, a não serem domingos e segundas-feiras com 48 e 72 horas de antecedência respectivamente. Como o potencial eólico existente no Brasil é de somente 3,45%, nem o ONS, nem a ANEEL determinam procedimentos ou exigem precisão na previsão da geração eólica.

Segundo Hermes Chipp, diretor-geral do ONS, a ideia é incorporar tais incertezas no modelo computacional – NEWAVE – sendo que a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), conta com um banco de dados históricos sobre temperatura, umidade do ar, velocidade média e permanência de velocidade do vento a partir de estações de medições instaladas em diferentes parques eólicos do País, atualmente os dados meteorológicos são disponibilizados pelo CPTEC – Centro de Previsão de Temperatura e Estudos Climáticos (ABRACEEL, 2014).

Kawana (2014), afirma que ao passo que a matriz elétrica brasileira aumenta, torna os resultados do NEWAVE mais incertos, de modo que existem algumas limitações importantes no processo de modelagem da fonte eólica dentro do método. Este destaca a necessidade de inserir a fonte de forma isolada das outras fontes renováveis, e não por meio da simples inserção da garantia física sazonalizada mensalmente, além da consideração do risco do vento, por meio de séries sintéticas.

4.2 Análise do Programa Diário de Produção (PDP)

O principal objetivo do ONS na cadeia de suprimento de energia elétrica pode ser resumido como:

Cadeia de suprimento de energia elétrica, visando à produção de energia ao menor custo, com padrões adequados de segurança e continuidade, o ONS desenvolve uma série de atividades, que vão desde o planejamento da operação para os próximos anos, passando pela programação para os próximos dias ou semanas, até o controle da operação do Sistema Elétrico de Potência em tempo real, executando nos Centros de Operação Nacional do Sistema Elétrico (SILVA, 2013).

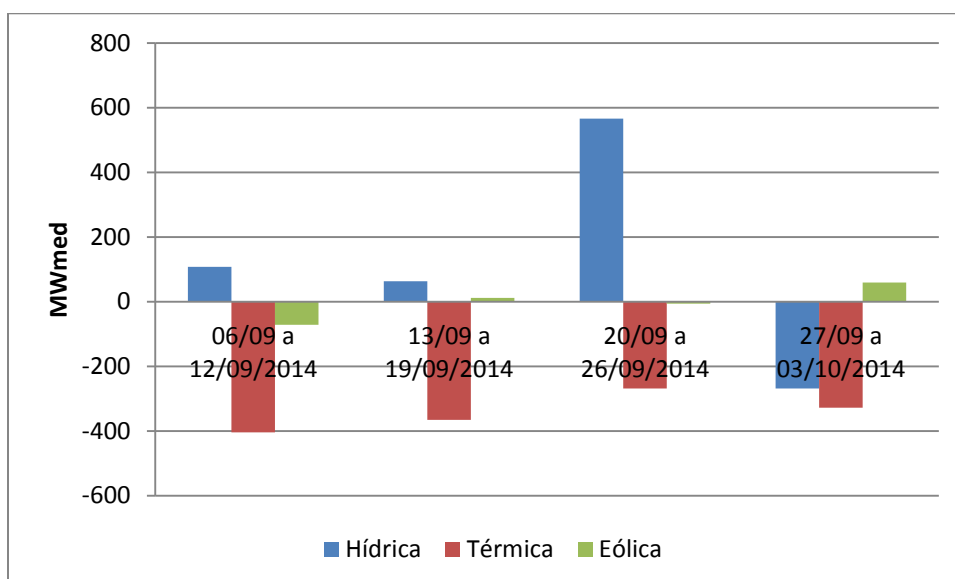
A última etapa do planejamento da operação, antes da operação do sistema em tempo real é a Programação Diária da Operação – PDO, onde esta tem por objetivo a otimização do SIN. Sendo que nesta programação diária consideram-se disponibilidades do parque gerador hidrotérmico, bem como da malha da transmissão de energia (SILVA, 2013) (ONS, 2014e).

As informações geradas do PDO são utilizadas para compor o Programa Diário da Operação Eletroenergético – PDE, que abrangem informações de caráter energético: Programa Diário de Produção – PDP, bem como o Programa Diário de Intervenções – PDI, que abrange diretrizes para a operação do SIN, considerando as manutenções previstas no sistema de transmissão (ONS, 2014e).

A Programação Diária da Produção fornece programas diários de geração hidráulica, térmica, eólica, bem como intercâmbios entre os agentes de operação, servindo como base para os centros de controle durante a operação em tempo real. Tais ações e decisões do processo de programação diária da operação eletroenergética devem ser baseadas em critérios técnicos, visando à obtenção dos benefícios prioritariamente sistêmicos, compatibilizados com as restrições locais (ONS, 2014e).

A Figura 24, elaborada a partir dos dados de ONS (2014f), onde esta fornece o boletim semanal de operação de geração do sistema elétrico, mostra o PDP, expressando a diferença entre o quanto as usinas que compõe o SEB precisam gerar e o quanto realmente forneceram ao sistema (Verificado), no mês de setembro.

Figura 24 – Desvio da Programação Diária de Produção em relação a Energia Verificada para o mês de setembro de 2014

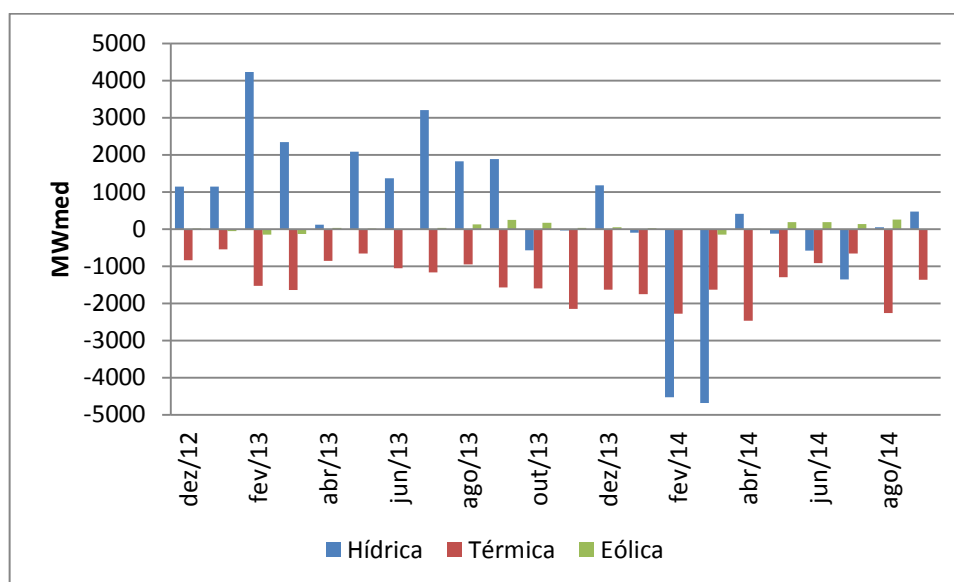


Fonte: Autoria própria.

Observando a Figura 24, pode-se notar que as térmicas no mês analisado não cumpriram a geração esperada. Entretanto, as hídricas, apesar das baixas afluições, tiveram que operar acima do planejado. E por fim, a geração eólica, assim como as térmicas apresentaram saldo negativo, aproximadamente -8,1% do despacho programado.

Contudo, não foi somente no mês de setembro que as térmicas não cumpriram o planejado para o abastecimento do sistema elétrico. De maneira que na Figura 25 é mostrado o período de dezembro de 2012 até agosto de 2014.

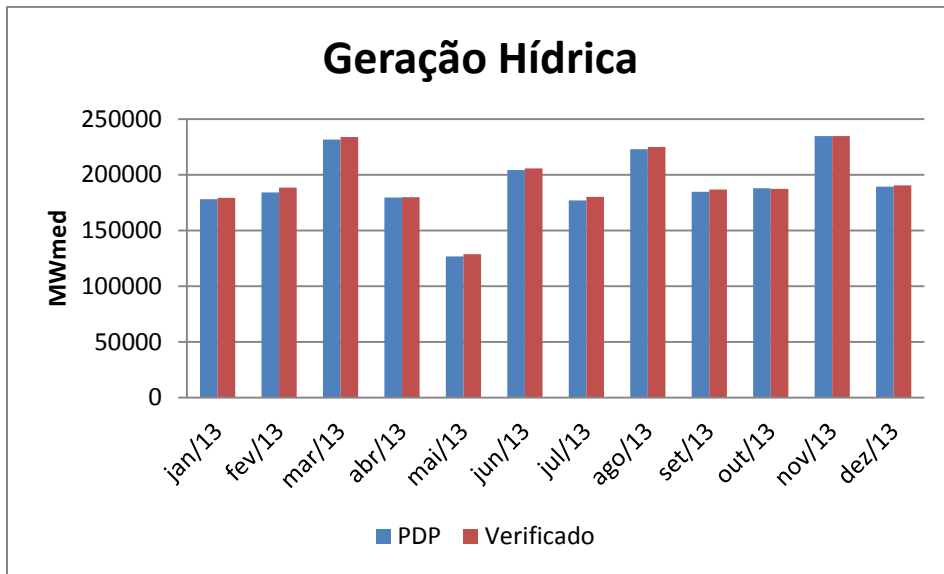
Figura 25 – Desvio da Programação Diária de Produção em relação a Energia Verificada de dezembro de 2012 a setembro de 2014



Fonte: Autoria própria.

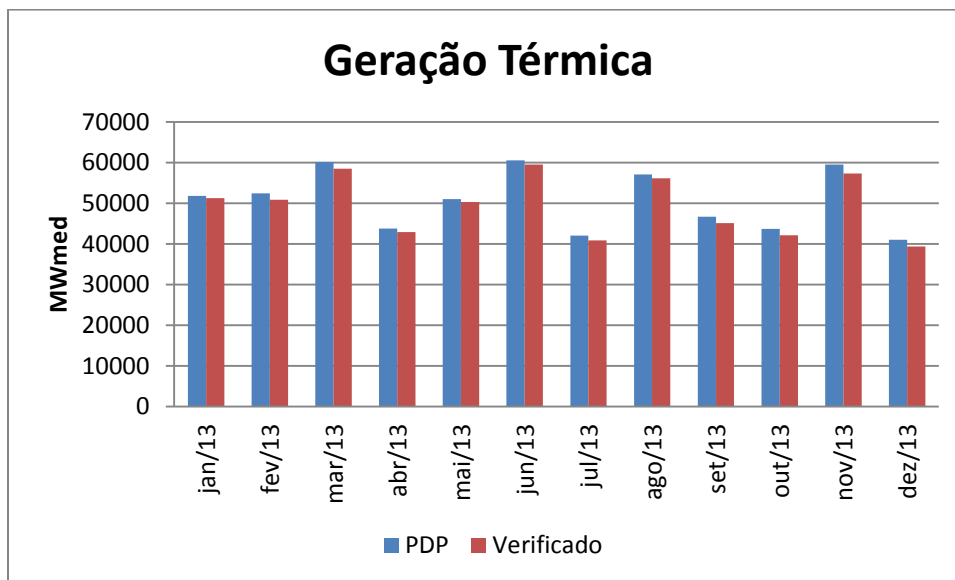
A Figura 25 mostra a constante incapacidade das usinas térmicas em atender ao programado, acarretando em um maior despacho de usinas hidrelétricas para manter a confiabilidade e segurança do sistema. As próximas imagens mostram com mais detalhes os anos de 2013 e 2014, o desvio do programado para o despacho verificado dos diferentes tipos de fontes. No Anexo I pode ser visto com mais detalhes dos dados correspondentes das figuras em questão.

Figura 26 – PDP X Energia Verificada das Hidrelétricas



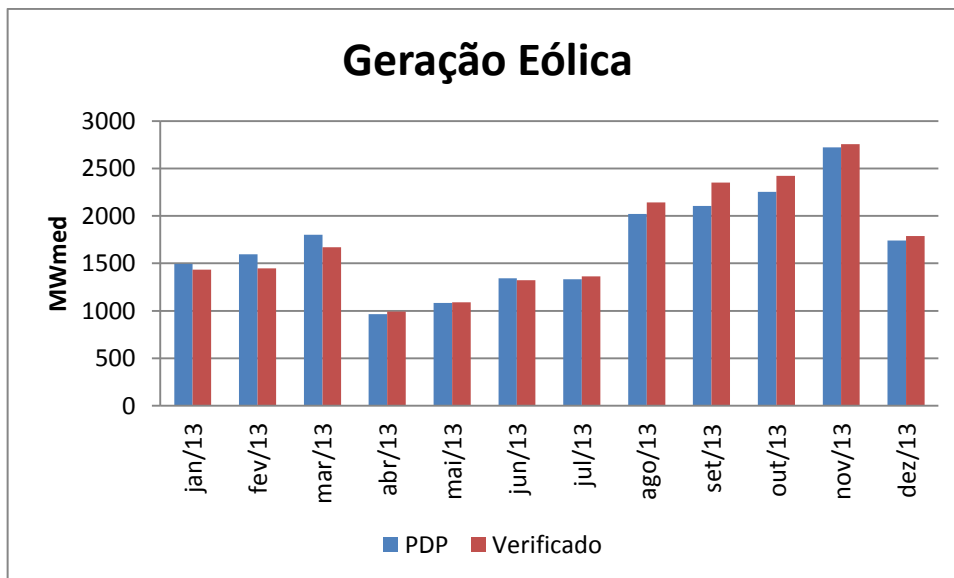
Fonte: Autoria própria.

Figura 27 - PDP X Energia Verificada das Termelétricas



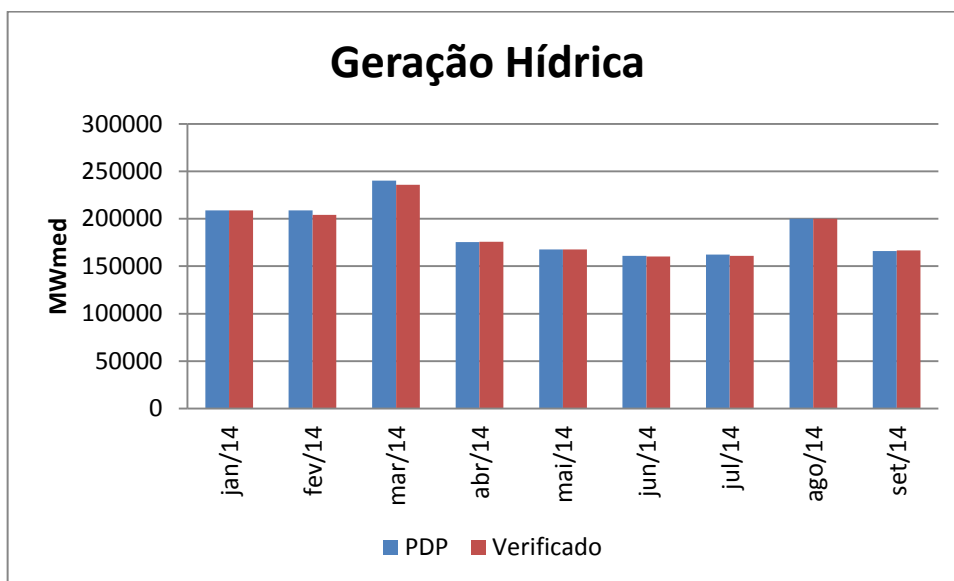
Fonte: Autoria própria.

Figura 28 - PDP X Energia Verificada das Eólicas



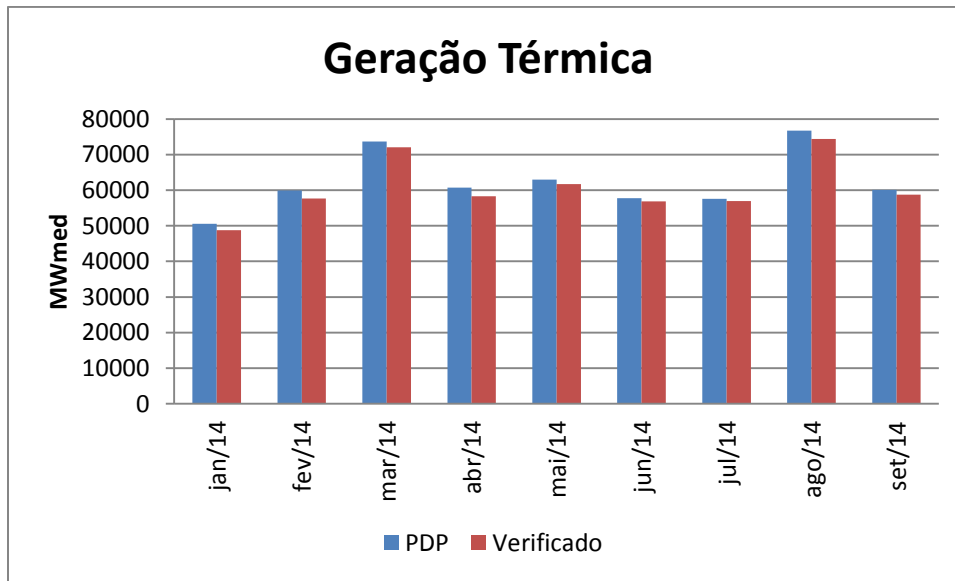
Fonte: Autoria própria.

Figura 29 - PDP X Energia Verificada das Hidrelétricas



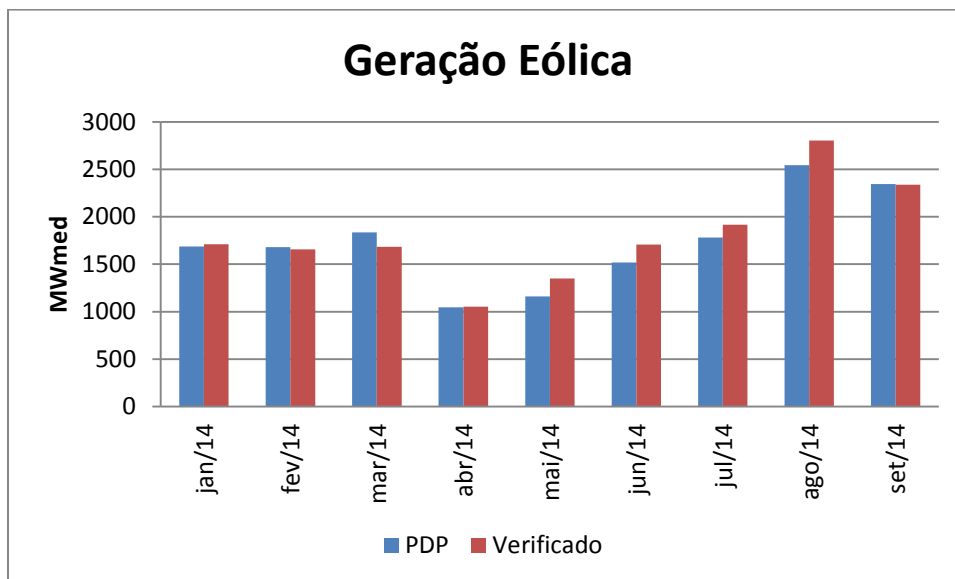
Fonte: Autoria própria.

Figura 30 - PDP X Energia Verificada das Termelétricas



Fonte: Autoria própria.

Figura 31 - PDP X Energia Verificada das Eólicas



Fonte: Autoria própria.

A questão a ser analisada diante do exposto é: por quê as térmicas não cumprem o esperado de sua geração, apesar dos baixos níveis dos reservatórios? Novamente, volta-se para software utilizado para o planejamento da operação energética do sistema, o NEWAVE.

Nas figuras que detalham os anos de 2013 e 2014, pode-se observar que na maior parte do tempo o despacho térmico foi menor que o programado, ao contrário da geração hídrica, sendo esta era exigida para manter a confiabilidade do sistema. No que se refere à geração eólica, como já dito no item anterior, é difícil a previsão, tendo como variável o vento.

Anteriormente os recursos térmicos eram exigidos esporadicamente, de forma que a confiabilidade do sistema estava na variabilidade do regime pluviométrico do conjunto de reservatórios. Com o passar do tempo, o crescimento forte da demanda e as crescentes restrições – técnicas, econômicas, institucionais e políticas – à construção de grandes reservatórios foram alterando a natureza de complementação.

Com a redução da capacidade de regularização dos reservatórios alterou-se a natureza do problema, refletindo na maior exigência térmica. Com isso, têm-se os desequilíbrios vistos entre o PDP em relação ao despacho verificado, de maneira que a maior continuidade operacional passou a ser um problema para o sistema, na medida em que as térmicas não foram desenhadas para essa função.

Térmicas projetadas para operar por curto período de tempo, na chamada ponta, atualmente estão operando continuamente, ou seja, na base do sistema. Este fato, como pôde ser notado nos gráficos anteriores, traz riscos ao setor elétrico, térmicas acabam por não gerar, tendo que ser então compensadas por outro tipo de geração. Com isso, exige-se um melhor equacionamento no modelo de despacho, de modo a abranger características e consequências que envolvem o despacho continuado.

O método utilizado pra o planejamento da operação do sistema elétrico atualmente não tem a capacidade de avaliação da quantidade de recurso térmico disponível no sistema elétrico brasileiro. Em outras palavras, o modelo “enxerga” o combustível utilizado pelas usinas termelétricas como sendo infinito, possuindo todas as termelétricas do SIN a sua disponibilidade.

Um exemplo que se pôde verificar tal problema do modelo está no despacho das usinas térmicas de Cuiabá e Uruguaiana. Estas foram acionadas em caráter emergencial, no mês de abril de 2014, mas acabaram sem gerar, por falta de combustível, sendo este o gás natural. Com a interrupção das térmicas, o SIN deixou de

receber 730 MW médios, tal volume acaba exigindo um consumo maior de água dos reservatórios (ILUMINA, 2014c).

Como já mencionado, outro fato marcante é que as térmicas que foram dimensionadas para operar poucas horas no ano estão sendo exigidas por meses e esta obrigatoriedade de despacho acarreta em um alto custo de energia. Atualmente, um dos resultados foi a grande exigência térmica a óleo combustível, onde a garantia física é contabilizada na oferta, contudo quem gera no lugar destas usinas na maioria das vezes acaba por serem as hidrelétricas, como foi observado nas imagens mostradas.

Segundo CanalEnergia (2014), Tasso Rezende Azevedo, consultor em sustentabilidade do Ministério do Meio Ambiente alerta que a exigência térmica produziu um dos maiores volumes de gases de efeito estufa já produzidos em um único ano. A geração termelétrica foi a grande responsável pelo crescimento das emissões de CO_2 no setor de energia, onde foram 20 milhões de toneladas a mais emitidas em comparação ao mesmo período do ano de 2013. E para 2014 a tendência é crescer por conta da quebra de recorde de acionamento continuado de tais usinas, sendo que o período de acionamento “normal” é de 15 dias por ano, em média.

Essa exigência está afetando gravemente usinas termelétricas que andam operando desde antes de 2012, de modo que, estas estão sendo obrigadas a parar para manutenção ou acabam enfrentando dificuldades de operação que não previam. Com o “certificado” a ser cumprido, por dificuldades de operação ficam impedidas de fornecer o que prometeram, gerando então, multas e obrigações que comprometem sua viabilidade financeira.

Através do método do planejamento é possível programar a manutenção das térmicas disponíveis no sistema (ELETROBRÁS, 2013). Contudo, as paradas para manutenção que só ocorreriam daqui a sete a oito anos, estão sendo adiantadas (VEJA, 2014a). Dado a continuidade operacional térmica, a exigência por manutenção torna-se frequente, além da possível troca de peças, evitando grandes problemas ao setor de energia. De modo, que tais usinas podem deixar de operar simplesmente por exaustão.

De acordo com Jornal da Energia (2014d) existem aproximadamente 1.492 MW da capacidade instalada térmica suspensa pela ANEEL. Segundo a agência,

estas usinas não têm capacidade de operar regularmente devido aos equipamentos estarem no final da sua vida útil. É o caso das UTEs Alegrete, Campos, Piratininga, NUTEPA e Brasília.

Com isso, a continuidade de operação das térmicas, assim como sua vida útil são fatores que afetam diretamente o setor elétrico, dificultando a geração de eletricidade. Tais restrições, não estão sendo abordadas no modelo de contratação de energia, prejudicando a operação, de forma que até 2012 o despacho térmico só era requisitado em situações emergenciais.

Um exemplo de térmica que operou mais que o previsto, foi à termelétrica Suape II, em Pernambuco. Esta teve que trabalhar 70% do tempo do ano de 2013 e 2014, sendo que foi projetada para operar entre 8% e 10% ao ano. Contudo, o trabalho redobrado não é sinal de ganhos, o uso intensivo das turbinas, os custos do combustível aumentam muito, além de outros gastos operacionais para manter toda usina em funcionamento (VEJA, 2014a).

Segundo Ilumina (2014f), Antônio Bolognesi, ex-diretor da Cesp e especialista do setor elétrico afirma que algumas empresas geradoras estão dando como garantia física um volume maior do que podem ofertar. Este fato, trás consequências ao sistema elétrico, como já mostrado, hídricas compensam térmicas, além do fato da maioria das usinas hidrelétricas não ter a eficiência que deveriam, devido ao baixo nível dos reservatórios (queda líquida menor que a de projeto).

A ausência das chuvas acaba trazendo outro efeito colateral no setor. O uso intensivo de termelétricas pode prejudicar o abastecimento de gás as indústrias, de modo que a prioridade está direcionada às térmicas. Segundo Tancredi e Abbud (2014), o aumento da demanda pelo combustível surpreendeu a PETROBRÁS, a procura pelo gás natural cresceu 26% no quarto trimestre de 2012, em relação ao trimestre anterior.

Mario Veiga, da consultoria PSR, afirma que há um mistério no setor de energia, referindo-se ao fato dos altos níveis dos reservatórios nos inícios dos anos 2010 e 2012, terminando com baixos níveis de hidrologia, exigindo, assim, máxima capacidade térmica. Segundo ele, as hidrelétricas estão gastando mais água para o volume previsto de energia, ressaltando também o fato de poder haver erros nos cálculos de capacidade dos reservatórios, pois estes podem variar com o decorrer dos

anos, devido ao assoreamento e sedimentos, diminuindo assim a capacidade (GLOBO.COM, 2014a).

O despacho de energia pode variar, de modo que ao longo dos anos os reservatórios foram perdendo capacidade em decorrência do assoreamento. Este não interfere somente na diminuição do volume d'água, mas sua redução pode causar riscos em relação à segurança da usina resultando em perdas na produção de energia. Com a dificuldade de avaliação quanto à redução de capacidade, fica também a dificuldade de cálculos exatos de despacho hídrico pelo método NEWAVE.

Segundo Ilumina (2014g), Roberto D'Araújo observa que por causa dos baixos níveis dos reservatórios, muitas turbinas de hidrelétricas estão sendo desligadas, de modo a poupar o volume acumulado de água, além de evitar que baixo nível prejudique as máquinas das usinas, podendo elevar os riscos de um fenômeno conhecido como "cavitação".

Pode ser citada como exemplo, a hidrelétrica Tucuruí, localizada na região Norte, sendo a segunda maior do País. Esta já desligou a chamada Fase 2, ou seja, 11 unidades geradoras estão paradas e a usina opera com cerca da metade do seu potencial. Três Marias, em Minas Gerais é a hidrelétrica que apresenta um dos menores níveis do País, gerando menos de 10% de sua capacidade. Sobradinho, no Nordeste possui capacidade instalada de 1.050 MW, mas no final de outubro de 2014, produziu em média 235 MW. A Represa Cachoeira, entre um dos maiores reservatórios do sistema Cantareira, perdeu 67% da capacidade em um mês, ficando com o nível de armazenamento pouco mais de um metro acima do chamado volume morto (GLOBO.COM, 2014a) (ESTADÃO, 2014).

Enquanto isso, as termelétricas vão continuar a desempenhar papel fundamental para o parque gerador nacional, evitando por ora a necessidade de um racionamento de energia. Movidas pela queima de combustível fóssil, essa geração compreendia 9% em outubro de 2011, quando não havia sinais evidentes de períodos desfavoráveis de chuvas. Esse índice foi para 16,04% em outubro de 2012, indo para 16,18% em 2013 e atualmente corresponde a 24% da geração de energia do Brasil, conforme o histórico de operação do ONS (ONS, 2014b).

4.3 Análise do Risco de Déficit

Como já discutido anteriormente, o Custo Marginal de Operação é fundamental para toda a metodologia de operação do sistema elétrico brasileiro. Contudo, existem parâmetros pouco avaliados, mas de suma importância para formação desta variável tão importante.

- Custos operacionais das térmicas;
- Taxa de desconto futuro;
- Custo do déficit de energia elétrica.

Evidentemente que cada um desses parâmetros tenha seu valor, contudo as discussões detêm-se ao custo de déficit.

No modelo de planejamento usado pelo SEB o custo da falta de energia trata-se de um parâmetro único para o País, sendo este um misterioso valor pouco discutido. Ao alterar-se a função custo de déficit a série de CMO's se altera. Logo, como a decomposição da energia assegurada depende do CMO, toda a base comercial pode ser alterada (ILUMINA, 2014i) (D'ARAÚJO, 2009).

O custo de déficit é um parâmetro externo, onde é estimado por modelos econométricos que relacionam o consumo de energia com os números de produção da economia. Como o modelo é estatístico, baseia-se no passado para definir um número que influi no presente, mas também num futuro distante (ILUMINA, 2014i).

O risco de faltar energia não é mais uma ameaça do futuro, as condições atuais do País fazem que este possa se tornar um problema do presente, necessitando de grande atenção na busca de solução.

A confiabilidade do sistema elétrico brasileiro está inteiramente ligada à gestão integrada das usinas e a estratégia de expansão da oferta. Através da resolução nº 1 de 18/11/2004, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE estabeleceu que, os estudos de planejamento de expansão da oferta de energia elétrica deve aplicar o critério de garantia por assim definido (EPE, 2010a):

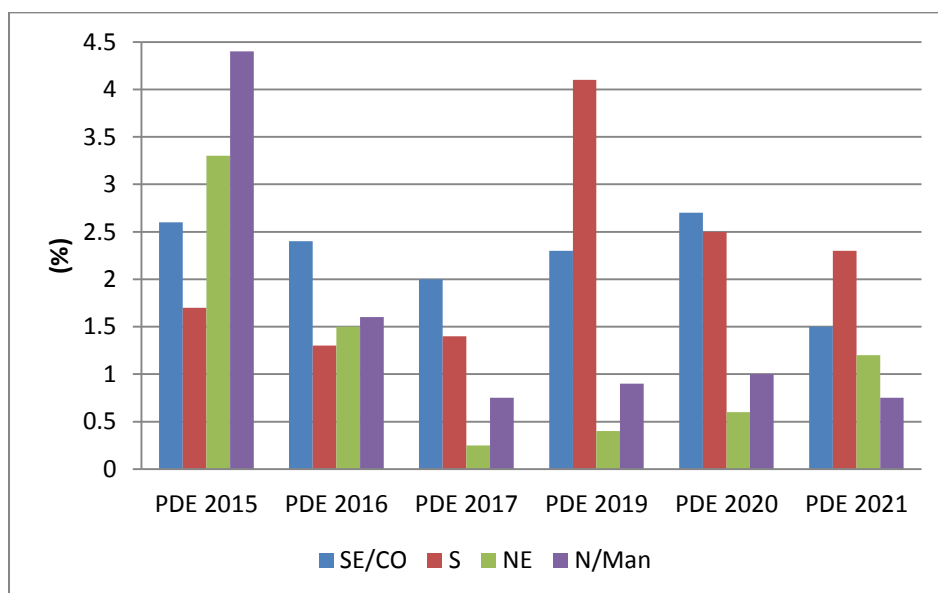
“o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional não poderá exceder a 5% (cinco por cento) em cada um dos subsistemas que o compõem”.

Hoje o critério que define o equilíbrio entre oferta e demanda nos planos de expansão do setor é o de risco máximo de 5%. Ou seja, aceitam-se situações onde, simulando-se a operação do sistema ao longo de 5 anos usando 2.000 séries sintéticas de afluências, verifica-se déficit anual de energia em no máximo 100 séries. De modo que não há exigências sobre o tamanho dos déficits (D'ARAÚJO, 2009).

O risco de faltar energia não é um problema exclusivo do horário de ponta (três horas durante o dia, variando entre as 18:00h e 21:00h, dependendo da região). Esta situação ocorre quando há falta de transmissão, pois está sendo limitada a demanda e não a energia. Tal problema se amplia para horários fora de ponta, de modo que quando se fala em risco de déficit, se fala em risco de faltar energia firme ao mercado.

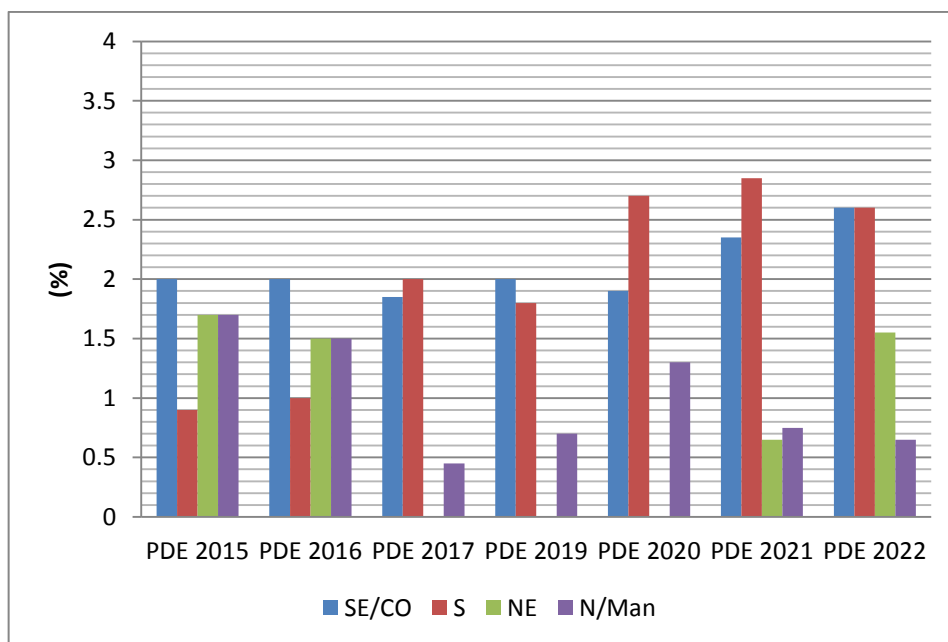
Através do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE (EPE, 2014b), este realizado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, são divulgadas as projeções de risco de déficit para cada região do SIN. Na Figura 32, 33, 34 e 35 pode-se observar o risco de qualquer déficit para os anos de 2012, 2013, 2014 e 2015 respectivamente, dados os PDE's já divulgados.

Figura 32 - Risco de déficit para o ano de 2012



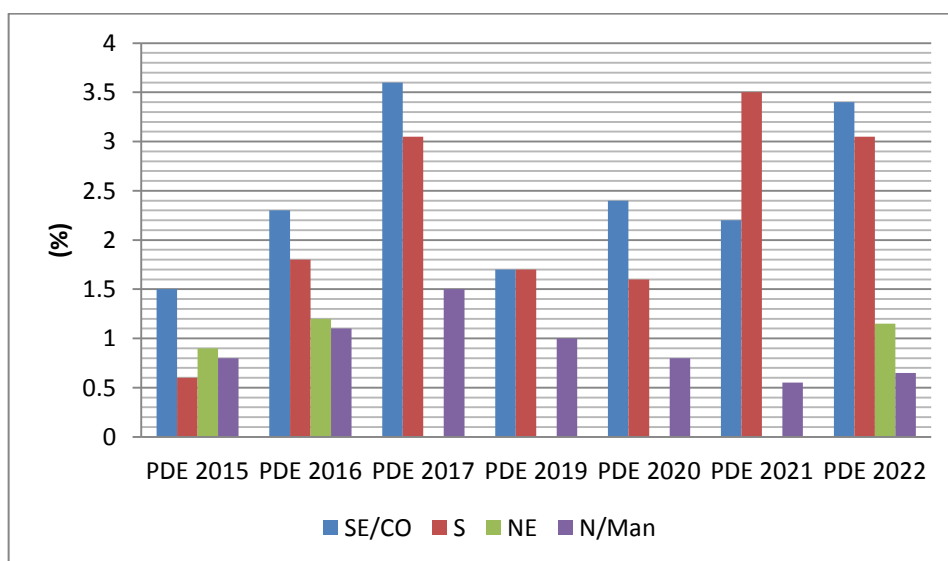
Fonte: Autoria própria.

Figura 33 - Risco de déficit para o ano de 2013



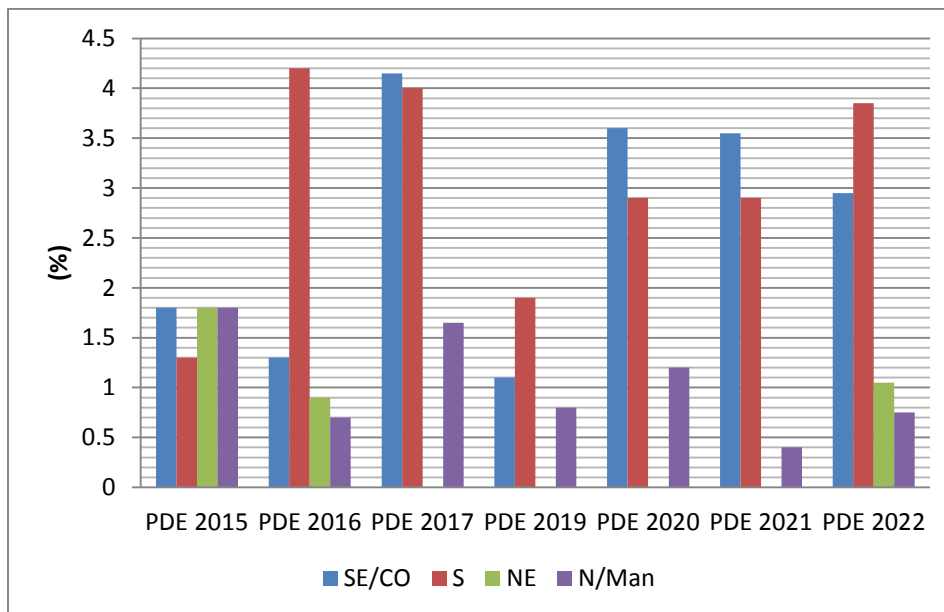
Fonte: Autoria própria.

Figura 34 - Risco de déficit para o ano de 2014



Fonte: Autoria própria.

Figura 35 - Risco de déficit para o ano de 2015



Fonte: Autoria própria.

Nota-se nas figuras que foi mantido o critério de garantia de suprimento, de modo que os riscos de déficits não foram superiores a 4,5% em nenhum subsistema.

Como o método do planejamento é feito com séries sintéticas, fica evidente que há uma grande dificuldade em estimar com precisão uma variável para falta de energia elétrica, pois nesta estão associadas incertezas. Ressaltando também, que o modelo faz as simulações baseado em estudos no passado, podendo refletir em uma situação que, provavelmente, não se repetirá no futuro.

Por mais sofisticados que sejam os métodos, como já citados, estão repleto de incertezas. O custo de déficit de energia, quanto mais alto acarreta em um maior custo de energia, porém, se este estiver subavaliado, maior será o risco.

O custo do déficit representa o quanto o mercado está disposto a pagar, em MWh, para reduzir a probabilidade de vir a ter déficit. Tal custo está diretamente associado ao custo de expansão. Assim, se o custo aumenta o custo do déficit também deve aumentar, para que se mantenha a qualidade de suprimento representada pelo risco de déficit.

Logo, o custo de déficit deve ser tal que, ao afetar o preço do mercado de curto prazo, não apenas viabilize, mas incentive novos investimentos quando o risco de déficit ultrapassar o nível de 5%.

Como o custo do déficit é um valor único para o País, é importante que tal valor, uma vez que fixado, não venha a ser significativamente alterado, visto que os investimentos realizados podem levar em conta esse custo na avaliação de seus riscos. Ainda, se um valor alto estimula a realização de novos investimentos, o mesmo pode penalizar mais fortemente os geradores pelo não cumprimento de sua garantia física.

Portanto, faz-se a seguinte análise: quanto maior for o custo de déficit, mais geração térmica e outras fontes podem ser necessárias para complementariedade do sistema. Logo, o custo de déficit de energia deveria variar o certificado de Garantia Física das usinas, ou seja, se o custo pago pela energia aumenta, a garantia de cada usina deveria diminuir, pois é preciso ampliar a segurança, que está indiretamente conectada a esse valor subjetivo (ILUMINA, 2014i).

O baixo regime hidrológico que o País vem sofrendo aumentou o risco de racionamento de energia. De modo que, em janeiro de 2013, quando os reservatórios baixaram, forçando um maior acionamento de usinas térmicas, o risco de déficit era de 18,6% nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e de 18,7% na região Sul. No início do ano de 2014, já apresentavam um aumento de 20,2% e 20,75% respectivamente (ELETROSUL, 2014).

Mas se o risco aceitável é de 5%, porque não foi decretado racionamento de energia? Segundo Eletrosul, 2014 e Bcm, 2014:

“Com um risco de 20% de déficit, para o ONS há aproximadamente 20% de chance que falte pelo menos um megawatt de eletricidade para anteder à demanda. Desequilíbrios pequenos entre oferta e demanda, não geram a necessidade de racionamento ou medidas de contenção de consumo, sendo possível reduzir a entrega de energia aos consumidores por meio de medidas “suja” na operação.

Isto significa baixar a tensão da rede, de modo que, as lâmpadas podem acender com tensão menor, indústrias eletrointensivas podem sofrer “apaguinhos” de milésimos de segundo, transformadores são usados no limite, etc. Essas medidas podem evitar cortes seletivos de energia, contudo fica evidente que o sistema opera com grande risco”.

Torna-se muito preocupante quando ONS calcula o risco de déficit de até 5% da carga total, de modo que esse desequilíbrio entre oferta e demanda já seria inevitável medidas para reduzir o consumo. Esse risco não significa que não há energia

suficiente para atender à demanda, mas que talvez o sistema não possa produzir a quantidade necessária (ABCM, 2014).

Dado os riscos de déficits muito elevados para o ano de 2014, o diretor de planejamento do ONS, Francisco José Arteiro, e a diretora do Departamento de Otimização Energética do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), Maria Elvira Maceira alertaram que, não seja levada em conta a “tendência hidrológica” verificada, chuvas muito abaixo da média histórica, para o método de cálculo no restante do ano. Segundo eles, este seria um erro no método e o correto é trabalhar com um risco de déficit de 2% no ano de 2014 (ILUMINA, 2014f).

Segundo Ilumina (2014h) para eliminar completamente o risco de déficit de armazenamento dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste, os mesmos teriam que alcançar 43% de armazenamento no mês de novembro. Segundo o mesmo, se atingir esse nível, pode chover o menor volume da série histórica no próximo verão que o suprimento para 2015 estará garantido.

Contudo, o Operador Nacional do Sistema divulgou dia 7 de novembro de 2014, estimativas de que a capacidade de armazenamento da região Sudeste/Centro-Oeste alcance um valor de 15% até o final de novembro. Em relação à região Nordeste, o ONS elevou a estimativa, passando de 11,5% para 12,6% a expectativa de armazenamento dos reservatórios para o mês de novembro (REUTERS BRASIL, 2014).

No que diz a previsão de consumo de energia, o operador eleva a estimativa para o mês de novembro, de modo que passa de 66.870 MW médios para 67.065 MW médios, assim o crescimento do consumo em relação ao mesmo período do ano de 2013, passou de 2,9% para 3,2% (VALOR, 2014).

No dia 6 de novembro de 2014, foi divulgado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE que o risco de faltar energia em 2015 está em 5% para a região Sudeste/Centro-Oeste e na região Norte, um risco de 0,7%. Para Márcio Zimmermann, secretário-executivo do Ministério de Minas e Energia – MME, essa informação não significa nada, de acordo com ele só será possível tomar uma melhor conclusão do real risco de faltar energia no País somente depois do período úmido, que abrange os meses de novembro de 2014 até abril 2015 (ABCM, 2014).

Segundo a Folha de S. Paulo (2014), para garantir o suprimento, o ONS no início do mês de novembro, autorizou a liberação de volumes retidos nos últimos meses, em usinas hidrelétricas mais próximas as cabeceiras dos rios. Para Hermes Chipp, diretor geral do ONS a demora na liberação de tais volumes se deu para poupar água para a fase de transição do chamado “período úmido”.

Quando mais se aproxima do verão, a preocupação aumenta, pelo fato de o consumo por energia também aumentar. O presidente da CORMEC, Christopher Vlavianos, afirma que o período chuvoso coincide com o momento de menor geração das usinas eólicas e dos projetos de biomassa. “Temos uma perda de aproximadamente 5 mil MW médios de geração (eólica e por biomassa) e o acréscimo de 5 mil MW médios de consumo”, dimensiona o especialista (ILUMINA, 2014d).

Assim como para Vlavianos, um estudo da consultoria PSR, feito no início do ano de 2014, já apontava a necessidade de o governo ter adotado medidas de incentivo à redução do consumo desde o início do ano de 2014, quando os volumes das chuvas já se mostravam abaixo da média histórica. Entretanto, a economia do País cresce em um ritmo lento, de modo a “segurar” o problema do setor elétrico (ILUMINA, 2014d) (ILUMINA, 2014f).

Para o professor da Agência de Inovação da Universidade Federal do ABC, Armando Franco, os reservatórios estão no mesmo nível de 2001, ano do racionamento. Ressalta que o racionamento em 2014 não foi decretado pelo fato da evolução do consumo ter ficado abaixo do esperado, além da diminuição da dependência por hidroeletricidade comparada ao ano de 2001 (ILUMINA, 2014f).

No que se refere ao aumento das tarifas, estas estão associadas não à falta de chuvas, mas sim a todas as irregularidades do modelo operacional que mistura o virtual com a realidade, assim afirma o consultor Mário Veiga, sócio da PSR consultoria. Para ele, as tarifas em 2015 serão 27% maiores do que as que foram praticadas (OGLOBO, 2014).

Mário Veiga destaca também que pode ser difícil o atendimento a demanda nos meses de janeiro a fevereiro, a menos que tenha um período de chuva muito elevado. Ressalta ainda que a preocupação maior são os horários de ponta no verão. De modo que, menos água nos reservatórios, acarreta em menos potência, ou seja, se gasta mais água para produzir menos.

O Globo (2014) informa que a chefe do Departamento de Meteorologia do Clima Tempo, Bianca Lobo, diz que a quantidade de chuvas previstas para o mês de abril de 2015 ficará abaixo da média. Segundo a mesma, períodos de afluências normais entre outubro e abril se acumula, em média, 1.300 milímetros de água nos reservatórios do Sudeste. Atualmente, a expectativa de acumulação é de apenas 1.000 milímetros de água.

Com isso, espera-se que o nível dos reservatórios melhore, contudo, as térmicas ainda vão permanecer ligadas. Como resultado, o preço da energia pode continuar próximo ao teto, esse estando na casa dos R\$ 658,73/MWh. Para Marcel Caparoz e Everton Carneiro, da RC Consultores, o aumento do preço é uma associação das altas temperaturas e da perspectiva de chuvas abaixo da média histórica (OGLOBO, 2014) (CCEE, 2014d).

Por fim, de acordo com o relatado referente ao modelo de planejamento da operação energética, a Tabela 4 trás um resumo das características ressaltadas ao longo do trabalho.

Tabela 4 – Características do método do planejamento da operação.

Simulações são baseadas em estudos no passado, podendo repercutir em diferentes situações.		
Parâmetros analisados		
Hidrelétricas	Assoreamento causa diminuição da capacidade de armazenamento ao longo dos anos.	Para um melhor resultado de despacho torna-se necessário à avaliação da capacidade atual dos reservatórios.
Termelétricas	Continuidade operacional.	Características e consequências.
Eólicas	Não considerado no atual modelo, difícil adoção de GF.	Ao passo que a matriz elétrica aumenta, as incertezas aumentam tornando os resultados do NE-WAVE mais incertos.
Séries Sintéticas	Brasil conta com histórico de vazões pouco mais que 70 anos, por isso o uso de 2000 séries sintéticas. São diferentes, mas igualmente possíveis.	
CMO	Variável repleta de incertezas, alterando-a, altera toda a fórmula mercantil.	
Leilões - ICB	Não diferencia a usina por preço de combustível ou capacidade de geração. Sendo o benefício e os custos sob ótica do comprador, sendo este depende da GF.	
Garantia Física	Maioria dos países há relação entre contrato e despacho físico. O Brasil vende valores calculados pelo modelo, sendo dependente do CMO, atribuindo então a cada usina um valor fixo de geração, tornando-se sua capacidade de venda.	
Custo do Déficit	Parâmetro único escolhido para o País, no qual altera a série de CMO's.	

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O sistema brasileiro de geração de energia elétrica explora diferentes tipos de energia, sendo essencialmente renovável. Este se caracteriza por ser hidrotérmico, complexo de usinas hidrelétricas, termelétricas e outras fontes. As usinas térmicas, embora tenham custo de geração bastante elevado, representam segurança do abastecimento, e funcionam como suplementação do sistema quando as hidrelétricas, por motivo de escassez de chuvas, não têm condições de gerar toda a energia que o País necessita.

O Brasil conta com um sofisticado software de planejamento da operação do sistema elétrico – NEWAVE, onde este modelo utilizado define metas em médio prazo, de modo a decidir uma solução ótima de despacho minimizando o custo total de operação e o risco de déficit.

O baixo nível dos reservatórios, a constante exigência térmica, a necessidade de desenvolvimento de uma modelagem que possibilite a consideração de múltiplos objetivos foram os principais motivadores para a realização deste trabalho, cujo foco é mostrar as externalidades que não são levadas em consideração no modelo de planejamento atual.

Foram apresentados diversos fatores que afetam diretamente no modelo usado para o planejamento da operação energética. Estes se tornam essenciais e devem ser adotados a fim de obter um melhor gerenciamento do Setor Elétrico Brasileiro. O mais importante, e o principal objetivo desse trabalho é chamar a atenção, para que atuem rapidamente a fim de que sejam feitas modificações necessárias no setor, de forma que as situações vivenciadas no mesmo não venham a ser ainda mais prejudiciais, levando a operações ineficientes e menos confiáveis.

Os pontos aqui abordados mostraram principalmente a influência do Custo Marginal da Operação, este repleto de incertezas, representando impactos e desafios em uma mudança na fórmula mercantil.

Toda essa complexidade do modelo de planejamento da operação atual se deu da adoção do modelo mercantil adaptado de sistemas puramente térmicos. Essa adaptação acarretou nas características relatadas ao longo do trabalho. As usinas brasileiras não vendem a energia que realmente produzem, comercializando um “certificado” que depende de muitas variáveis, onde nestas estão associadas incertezas.

Em consequência o mundo real nos mostra sintomas muito preocupante. Níveis dos reservatórios cada vez mais baixos, a exigência por usinas térmicas acarreta em gastos bilionários, tarifas elevadas, etc. Ao invés de intervir pontualmente alterando regras que afugentam os investimentos, o governo promoveu grandes mudanças através da MP 579 (LEI 12.783/13) e redução do PLD máximo, gerando uma incerteza regulatória e chamando atenção para a necessidade de reexaminar o modelo vigente.

Como analisado, crises de abastecimento de energia não se detém somente no excesso de consumo e nas variações hidrológicas, mas também são questões que envolvem outros aspectos relacionados com o método de planejamento, como: geração de séries hidrológicas sintéticas, definições de garantias físicas, abastecimento das térmicas, inserção de eólicas, etc.

A falta de chuvas e o alto consumo foram fatos que contribuíram para o racionamento de energia em 2001, mas principalmente foi o modo como estava sendo gerido o sistema, em meio a uma completa reforma do setor. Se o mesmo não acontecesse em 2001 poderia ocorrer em 2002 ou nos anos subsequentes, pois o parque termelétrico também era extremamente reduzido em relação à capacidade total.

No entanto, as providencias tomadas para contenção do consumo, o racionamento, em sua maioria não foram inéditas para esse tipo de situação, como a sobretaxação do consumo em paralelo com medidas célebres para ampliação do parque de geração.

Apesar da ampliação do parque termelétrico, e seu uso constante, a situação atual pode tender a um novo racionamento de energia, pois como mostrado, os níveis dos reservatórios encontram-se em situação crítica, e o período úmido, que estende de novembro até abril, não “promete” melhorias ao setor de energia. Medidas preventivas, principalmente educativas, para a redução do consumo (eficientização) já deveriam estar sendo tomadas pelo governo, antes da necessidade inevitável de decretar medidas punitivas (acionamento). No entanto, o que observou-se foi uma redução forçada das tarifas de energia (MP 579, LEI 12.783/13), sinalizando erroneamente ao consumidor.

Com isso, percebe-se uma necessidade de reformas nas regras para gerir o sistema, de modo que o mesmo ainda está em constante desenvolvimento. É necessária uma profunda revisão de conceitos hoje adotados, para uma melhor adaptação do modelo atual. Explicações simples devem ser resolvidas, como por exemplo, tornar o NEWAVE um software de código aberto (*open source*), de forma que todos os agentes possam entender plenamente o seu funcionamento, e inclusive, sugerir correções e complementos.

5.1 Sugestão Para Trabalhos Futuros

Recomenda-se, como extensão deste trabalho, a consideração das externalidades aqui debatidas a serem incluídas em um sistema de apoio à decisão, com o intuito de verificar os impactos significativos nos resultados da operação indicada pelo modelo.

Também como sugestão também, a avaliação da atual capacidade dos reservatórios, visto que estes apresentam volumes reduzidos pelo acúmulo de sedimentos.

E ainda, a avaliação da inserção da energia eólica e disponibilidade das térmicas no método de otimização médio prazo (NEWAVE).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABCM - Associação Brasileira do Carvão Mineral. **Chuvas em março vão atingir 67% da média e ONS vê risco maior de déficit no sistema.** Disponível em: <http://www.carvaomineral.com.br/interna_noticias.php?i_conteudo=285>. Acesso em: 18 nov. 2014.

ABE - Associação Brasileira de Energia eólica, **Atraso em linhas de transmissão para eólicas tem gerado prejuízo mensal de R\$ 33 milhões, diz Aneel.** Disponível em: <<http://www.portalabeeolica.org.br/index.php/noticias/680-atraso-em-linhas-de-transmissao-para-eolicas-tem-gerado-prejuizo-mensal-de-r-33-milhoes,-diz-aneel.html>>. Último acesso em: 16 fev. 2014.

ALBUQUERQUE, Álvaro Rocha. **Fluxo de Caixa em Risco: Uma Nova Abordagem para o Setor de Distribuição de Energia Elétrica.** 2008. 111 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

ABRACEEL - Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia. **Sustentabilidade de preços, novas exigências nos leilões e mercado livre foram temas que permearam os debates.** Disponível em: <http://www.abraceel.com.br/zpublisher/materias/clipping_web.asp?id=97396>. Último acesso em: 16 fev. 2014.

ABRAPCH. Um possível racionamento não deveria surpreender. Disponível em: <<http://abrapch.com.br/?p=869>>. Acesso em: 13 nov. 2014.

ALMEIDA, José Álvaro Jardim de. **P&D no Setor Elétrico Brasileiro: Um Estudo de Caso na Companhia Hidro Elétrica do São Francisco.** 2008. 99 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Economia, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2008.

ANEEL (a) - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Energia no Brasil e no Mundo.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par1_cap2.pdf>. Acesso em: 05 nov. 2014.

ANEEL (b) - Agência Nacional de Energia Elétrica; BIG - Banco de Informação de Geração. **Capacidade de Geração do Brasil.** Disponível

em:<<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>.
Último acesso em: 25 dez. 2014.

BARDELIN, Cesar Endrigo Alves. **Os efeitos do Racionamento de Energia Elétrica ocorridos no Brasil em 2001 e 2002 com ênfase no Consumo de Energia Elétrica.** 2004. 113 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.

BATISTA, Fabio Rodrigo Siqueira. **Estimação do Valor Incremental do Mercado de Carbono nos Projetos de Fontes Renováveis de Geração de Energia Elétrica no Brasil: Uma Abordagem pela Teoria das Opções Reais.** In: Planejamento da Operação Energética no Brasil, 2007. Cap. 3. p. 1-14, Tese (Doutorado) – Curso de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009. Disponível em: <http://www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br/10170/10170_4.PDF>. Acesso em: 2 jul. 2014.

BERTHO JUNIOR, Rui. **Programação Linear com Controle de Risco para o Planejamento da Operação do SIN.** 2013. 116 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013.

CanalEnergia. **Uso de térmicas pode elevar emissões em 40 milhões de toneladas de CO2 este ano.** Disponível em: <<http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Newsletter.asp?id=104064>>. Acesso em: 25 nov. 2014.

CCEE (a) - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Preço de Liquidação das Diferenças.** Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico?_afLoop=415580689742000#@?_afLoop=415580689742000&_adf.ctrl-state=5im6f1uri_56>. Último acesso em: 16 fev. 2014.

CCEE (b) - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Setor Elétrico. 2014. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/com_quem_se_relaciona?_afLoop=19894988877497#@?_afLoop=19894988877497&_adf.ctrl-state=12esob44o5_47>. Acesso em: 6 jun. 2014.

CCEE (c) - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao?_adf.ctrl-state=cfja6s41m_4&_afLoop=392437242381520#@?_afLoop=392437242381520&_adf.ctrl-state=1b14uhouws_4>. Acesso em: 11 dez. 2014.

CCEE (d) - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **InfoPLD.** Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/wcm/idc/groups/bibpublic_precos/documents/cont_eudoccee/ccee_345855.pdf>. Acesso em: 11 dez. 2014.

CEPEL. **Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes**: Projeto Newave. 2013. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/086/documento/manual_usuario.pdf>. Acesso em: 11 dez. 2014.

CUBEROS, Fábio Luiz. **Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro: Análise do Mecanismo de Mitigação de Riscos de Mercado Das Distribuidoras**. 2008. 135 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

D'ARAÚJO, Roberto Pereira. **Setor Elétrico Brasileiro: Uma Aventura Mercantil**. Confea: Pensar O Brasil - Construir O Futuro da Nação, 2009. 300 p.

DUARTE, Vitor Silva. **Teoria da Decisão Aplicada ao Planejamento da Operação do Sistema Hidrotérmico Brasileiro**. 2012. 200 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2002.

ELETROBRÁS, **O Racionamento de 2001**, Disponível em: <[http://www.eletrobras.com.br/Em_Biblioteca_40anos/interno_96-02.asp?id=6&descricao=Blecaute na cidade do Rio de Janeiro, durante a vigência do programa de racionamento, em virtude de falha na rede de 440 kV da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista \(CTEEP\). RJ, 21 de janeiro de 2002 Acervo O Globo. Fotógrafo: Simone Marinho](http://www.eletrobras.com.br/Em_Biblioteca_40anos/interno_96-02.asp?id=6&descricao=Blecaute na cidade do Rio de Janeiro, durante a vigência do programa de racionamento, em virtude de falha na rede de 440 kV da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP). RJ, 21 de janeiro de 2002 Acervo O Globo. Fotógrafo: Simone Marinho)>. Último acesso em: 16 fev. 2014.

ELETROBRAS. **Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes**: Projeto Newave. 2013. Elaborado pelo CEPEL. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/086/documento/manual_usuario.pdf>. Acesso em: 21 jan. 2015.

ELETROSUL. Risco de déficit de energia já chega a 20%. Disponível em: <[http://www.eletrosul.gov.br/gdi/gdi/cl_pesquisa.php?pg=cl_abre&cd=jnibeh7,\[Ricg](http://www.eletrosul.gov.br/gdi/gdi/cl_pesquisa.php?pg=cl_abre&cd=jnibeh7,[Ricg)>. Acesso em: 18 nov. 2014.

ESTADÃO. **Baixo nível de represa intermediária do Cantareira ameaça o abastecimento**. Disponível em: <<http://sao-paulo.estadao.com.br/noticias/geral,baixo-nivel-de-represa-intermediaria-do-cantareira-ameaca-abastecimento,1586693>>. Acesso em: 27 nov. 2014.

EPE (a) – Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2019**. Ministério de Minas e Energia. Brasília, 2010.

EPE (b) – Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>>. Acesso em: 4 dez. 2014.

FINARDI, Erlon Cristian. **Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Utilizando Computação de Alto Desempenho**. 1999. pp 1-35. Dissertação (Mes-

trado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1999.

FOLHA DE S. PAULO. **O material jornalístico produzido pelo Estadão é protegido por lei.** Disponível em: <<http://sao-paulo.estadao.com.br/noticias/geral,plano-previa-cantareira-com-10-de-capacidade-em-abril-de-2015,1569342>>. Acesso em: 18 nov. 2014.

FRANCISCO, Renata Nogueira. **Propostas Metodológicas para o Tratamento da Curva de Aversão a Risco no Modelo de Planejamento da Operação de Médio Prazo.** 2006, pp 1-25, TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

GENESIS ENERGIA. Racionamento de água e energia no Brasil em 2014: risco real? Disponível em: <<http://genesisenergia.blogspot.com.br/2014/04/acionamento-de-agua-e-energia.html>>. Acesso: 17 out. de 2014.

GLOBO.COM (a). Risco de Racionamento. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/economia/miriam/posts/2014/04/18/risco-de-acionamento-532995.asp>>. Acesso: 1 set. 2014.

GLOBO.COM (b). **Assoreamento dificulta navegação no Rio São Francisco.** Disponível em: <<http://g1.globo.com/pe/petrolina-regiao/noticia/2014/08/assoreamento-dificulta-navegacao-no-rio-sao-francisco.html>>. Acesso em: 21 dez. 2014.

GLOBO.COM (c). **Estiagem mais severa dos últimos 100 anos seca o Rio São Francisco.** Disponível em: <<http://g1.globo.com/jornal-hoje/noticia/2014/11/estiagem-mais-severa-dos-ultimos-100-anos-seca-o-rio-sao-francisco.html>>. Acesso em: 21 dez. 2014.

GOMES, Antônio Claret S.; ABARCA, Carlos David G.; FARIA, Elíada Antonieta S. T.. O Setor Elétrico. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/livro_setorial/setorial14.pdf>. Acesso em: 30 out. 2014.

GUIMARÃES, Joyce Amorim. **Avaliação da Influência do Transporte de Sedimentos na Vida Útil da Usinas Hidrelétricas.** 2009. 74 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Anhembi Morimbi, São Paulo, 2009.

ILUMINA (a). Da superfície para as entranhas do modelo com defeitos genéticos. Disponível em: <<http://ilumina.org.br/da-superficie-para-as-entranhas-um-modelo-com-defeitos-geneticos/>>. Acesso: 1 set. 2014.

ILUMINA (b). **Contas simples revelam estranhas coincidências.** Disponível em: <<http://ilumina.org.br/contas-simples-revelam-estranhas-coincidencias-artigo-na-brasil-energia/>>. Acesso: 18 out. 2014.

ILUMINA (c). **Sem gás natural, térmicas de Cuibá e Uruguaiiana deixam de gerar energia.** Disponível em: <<http://ilumina.org.br/sem-gas-natural-termicas-de-cuiaba-e-uruguaiiana-deixam-de-gerar-energia-valor-economico/>>. Acesso: 1 set. 2014.

ILUMINA (d). **ONS prevê que, no fim de outubro, patamar do subsistema Sudeste chegue a 19,9%; em 2001, ‘recorde’ foi de 21,3%.** 2014. Disponível em: <<http://ilumina.org.br/ons-preve-que-no-fim-de-outubro-patamar-do-subsistema-sudeste-chegue-a-199-em-2001-recorde-foi-de-213-estado-de-sp/>>. Acesso em: 13 nov. 2014.

ILUMINA (e). **Roberto D`Araújo: Freud e a jabuticaba.** 2014. Disponível em: <<http://ilumina.org.br/roberto-daraujo-freud-e-a-jabuticaba/>>. Acesso em: 13 nov. 2014.

ILUMINA (f). **Especialistas temem racionamento de energia em 2015 – Brasil Econômico.** Disponível em: <<http://ilumina.org.br/especialistas-temem-rationamento-de-energia-em-2015-brasil-economico/>>. Acesso em: 18 nov. 2014.

ILUMINA (g). **‘Apaguinhos’ voltam a crescer em 2014 – Valor.** Disponível em: <<http://ilumina.org.br/apaguinhos-voltam-a-crescer-em-2014-valor/>>. Acesso em: 27 nov. 2014.

ILUMINA (h). **Cresce a dependência de chuvas para 2015 – Valor.** Disponível em: <<http://ilumina.org.br/cresce-dependencia-de-chuva-para-2015-valor/>>. Acesso em: 03 dez. 2014.

ILUMINA (i). **Quanto custa o déficit de energia elétrica? – Valor – 03/12/2013.** Disponível em: <<http://ilumina.org.br/quanto-custa-o-deficit-de-energia-eletrica-valor-03122013/>>. Acesso em: 4 dez. 2014.

JornaldaEnergia (a). **Brasil precisa de térmicas robustas para suportar volatilidade da matriz, afirma presidente da AES Brasil.** Disponível em: <http://www.revistagtd.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=13338&id_secao=17>. Último acesso em: 17 fev. 2014.

JornaldaEnergia (b). **Geradoras cometeram práticas abusivas, apontam entidades de defesa do consumidor 2014.** Disponível em: <http://jornaldaenergia.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=17471&id_secao=17>. Acesso em: 13 nov. 2014.

JornaldaEnergia (c). **Limite máximo do PLD poderá ser reduzido para R\$388,04/MWh em 2015.** Disponível em: <http://jornaldaenergia.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=18082&id_secao=14>. Acesso em: 13 nov. 2014.

JornaldaEnergia (d). **ONS e Aneel “de olho” nas indisponibilidades térmicas.** Disponível em: <http://www.jornaldaenergia.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=13829>. Acesso: 1 set. 2014.

KAWANA, Selma Akemi. **Avaliação energética do aumento da participação eólica no Sistema Interligado Nacional, com ênfase na concentração de plantas geradoras na região Nordeste e rebatimento nas condições de atendimento da demanda de pico.** 2014. 136 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciências, Sistemas de Potência, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

KLIGERMAN, Alberto Sergio. **Um Sistema de Apoio à Decisão Bicritério para o Planejamento da Operação Energética.** 2009, pp 1-37. Tese (Doutorado) - Curso de Computação, Departamento de Instituto da Computação, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2009.

LOPES, João Eduardo Gonçalves. **Modelos de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Produção de Energia Elétrica.** 2007. 141 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

LORENZO, Helena Carvalho de. **O Setor Elétrico Brasileiro: Passado e Futuro.** 2002. 24 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Sociologia, Universidade Estadual Paulista, Araraquara, 2002.

LOUREIRO, Paulo Gerson Cayres. **Custo Marginal do Déficit de Energia Elétrica: Histórico, Avaliação e Proposta de uma Nova Metodologia.** 2009. 123 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciências em Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

OGLOBO. **Conta de luz deve subir até 27% em 2015 devido à falta de chuvas.** Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/economia/petroleo-e-energia/conta-de-luz-deve-subir-ate-27-em-2015-devido-falta-de-chuva-14573987>>. Acesso em: 4 dez. 2014.

ONS (a) – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>> . Último acesso em: 30 jun. 2014.

ONS (b) – Operador Nacional do Sistema. **Histórico da Operação da Geração de Energia.** Disponível em: <http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx>. Último acesso em: 16 fev. 2014.

ONS (c) – Operador Nacional do Sistema. **Mapa do SIN.** Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx>. Último acesso em: 16 jun. 2014.

ONS (d) – Operador Nacional do Sistema. **O Setor Elétrico: O Modelo Setorial.** Disponível em: <http://www.ons.org.br/institucional/modelo_setorial.aspx>. Acesso em: 06 nov. 2014.

ONS (e) – Operador Nacional do Sistema. **Programação diária da operação eletroenergética.** Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_8/Subm%C3%B3dulo%208.1_Rev_1.0.pdf>. Acesso: 1 set. 2014.

ONS (f) – Operador Nacional do Sistema. **Boletim Semanal de Operação**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/resultados_operacao/boletim_semanal/index.htm>. Acesso: 20 agos. 2014.

ONS (g) – Operador Nacional do Sistema. **Situação dos Principais Reservatórios do País**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/tabela_reservatorios/conteudo.asp>. Acesso em: 15 dez. 2014

OPOVO. **ONS reduz de 22,3% para 21,8% previsão de nível dos reservatórios no Sudeste**. Disponível em: <<http://www.opovo.com.br/app/economia/ae/2014/12/19/noticiaseconomiaae,3365644/ons-reduz-de-22-3-para-21-8-previsao-de-nivel-dos-reservatorios-no-sudeste.shtml>>. Acesso em: 24 dez. 2014.

PENNA, Débora Dias Jardim. **Definição da Árvore de Cenários de Afluências para o Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo**. 2009. 293 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009. Acesso em: 2 jul. 2014.

REUTERNS BRASIL. **ONS reduz previsão de chuvas e eleva estimativa de carga no fim de novembro**. Disponível em: <<http://br.reuters.com/article/domesticNews/idBRKBN0IR1RZ20141107>>. Acesso em: 18 nov. 2014.

SIGEL – Sistema de Informações Gerenciadas do Setor Elétrico. Disponível em: <sigel.aneel.gov.br/sgl/sigel.html>. Acesso em: 15 dez. 2014.

SILVA, R. M. **Gestão de Risco no Programa Diário de Operação do Operador Nacional do Sistema Elétrico**. 2013, Gestão de Projetos em Engenharias e Arquitetura, Brasília, 2013.

TANCREDI, Marcio; ABBUD, Omar Alves. **Porque o Brasil esta trocando as hidrelétricas e seus reservatórios por energia mais cara e poluente?** 2013. 43 f.

TOLMASQUIM, Maurício Tiomno. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**: Synergia Editora, 2011. 320 p.

VALOR. **Cai de 15,5% a 14,9% previsão para reservatórios do Sudeste, diz ONS**. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/brasil/3779712/cai-de-155-149-previsao-para-reservatorios-do-sudeste-diz-ons>>. Acesso em: 18 nov. 2014.

VEJA (a). **Para evitar panes, térmicas cortam produção**. Disponível em: <<http://veja.abril.com.br/noticia/economia/para-evitar-panes-termicas-cortam-producao>>. Acesso em: 25 nov. 2014.

VEJA (b). **Termelétricas são esperança contra apagões**. Disponível em: <<http://veja.abril.com.br/noticia/economia/as-termicas-a-todo-o-vapor>>. Acesso em: 19 nov. 2014.

ANEXOS

Anexo 1 - Dados correspondentes a Programação Diária de Produção e despacho verificado para os anos de 2013 e 2014

2014	Hidráulica			Térmica			Eólica		
	PDP	Verificado	Desvio	PDP	Verificado	Desvio	PDP	Verificado	Desvio
Setembro	166026	166494	468	60072.6	58705.32	-1367.28	2344.8	2336.7	-8.1
Agosto	199944	199990	46	76694.66	74428.69	-2265.97	2543.42	2801.95	258.53
Julho	162208	160848	-1360	57588.47	56925.21	-663.26	1779.6	1916.13	136.53
Junho	160948	160368	-580	57792.54	56877.4	-915.14	1518.64	1707.9	189.26
Maiο	167809	167687	-122	62995.37	61697.19	-1298.18	1159.88	1348.68	188.8
Abril	175352	175758	406	60749.4	58279.52	-2469.88	1044.3	1051.86	7.56
Março	240338	235652	-4686	73644.41	72012.7	-1631.71	1836.07	1682.17	-153.9
Fevereiro	208779	204249	-4530	59930.68	57647.14	-2283.54	1680.77	1656.72	-24.05
Janeiro	208893.76	208796.31	-97.45	50537.72	48786.18	-1751.54	1685.05	1710.06	25.01
2013									
Dezembro	189215	190390	1175	41004.23	39367.66	-1636.57	1740.83	1787.62	46.79
Novembro	234696	234661	-35	59475.94	57329.13	-2146.81	2723.34	2755.91	32.57
Outubro	187830	187254	-576	43697.79	42100.08	-1597.71	2252.49	2423.11	170.62
Setembro	184792	186677	1885	46677.55	45104.92	-1572.63	2104.93	2352.12	247.19
Agosto	223005	224827	1822	57099.06	56144.68	-954.38	2019.03	2141.81	122.78
Julho	176834	180039	3205	42051.76	40884.88	-1166.88	1333.84	1364.38	30.54
Junho	204235	205605	1370	60526.23	59467.77	-1058.46	1344	1323	-21
Maiο	126538	128620	2082	50967	50306	-661	1082	1091	9.0
Abril	179550	179670	120	43728	42869	-859	964	991	27
Março	231533	233877	2344	60100	58459	-1641	1801	1670	-131
Fevereiro	184054	188284	4230	52392	50861	-1531	1596	1447	-149
Janeiro	178066	179212	1146	51764	51217	-547	1493	1434	-59