

Universidade Federal do Rio de Janeiro

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE NA ADOÇÃO DE
DIFERENTES CRITÉRIOS DE SEGURANÇA NO
PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DE
SISTEMAS INTERLIGADOS

Beatriz Pamplona Cotia

2012



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE NA ADOÇÃO DE DIFERENTES CRITÉRIOS DE SEGURANÇA NO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DE SISTEMAS INTERLIGADOS

Beatriz Pamplona Cotia

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientadores: Carmen Lucia Tancredo Borges

Luciano Contin Gomes Leite

Rio de Janeiro

Fevereiro 2012

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE NA ADOÇÃO DE DIFERENTES CRITÉRIOS DE
SEGURANÇA NO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DE SISTEMAS
INTERLIGADOS

Beatriz Pamplona Cotia

PROJETO DE GRADUAÇÃO APRESENTADO AO CURSO DE ENGENHARIA
ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA, UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE
JANEIRO, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS À OBTENÇÃO DO
TÍTULO DE ENGENHEIRO.

Examinada por:

Prof.^a Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc

(Orientadora)- UFRJ

Luciano Contin Gomes Leite, M.Sc

(Co-Orientador)- FURNAS

Prof.^o. Antonio Carlos Siqueira de Lima, D.Sc

Prof.^a. Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc

RIO DE JANEIRO, RJ- BRASIL

FEVEREIRO DE 2012

À minha mãe, Helia,
pai Mario e irmão
Pedro

Agradecimentos

Aos meus pais, para os quais eu devo tudo.

Aos meus orientadores, os quais me ensinaram, inspiraram e incentivaram de sua própria maneira.

Ao meu namorado, cujo companheirismo é único e incondicional.

Às minhas amigas, que compreenderam meus longos períodos de “sumiço”.

Aos meus colegas de curso, hoje grandes amigos, que me ajudaram em todas as etapas e me divertiram muito durante os, até agora, melhores anos da minha vida.

A todos os professores do Departamento de Engenharia Elétrica da UFRJ com os quais tive aula e aprendi muito.

Aos colegas de trabalho em FURNAS, que me receberam com muito carinho.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheira Eletricista.

Análise De Sensibilidade Na Adoção De Diferentes Critérios De Segurança No Planejamento Da Operação Energética De Sistemas Interligados

Beatriz Pamplona Cotia

Fevereiro/2012

Orientadores: Carmen Lucia Tancredo Borges e Luciano Contin Gomes Leite

Curso: Engenharia Elétrica

O Sistema Interligado Nacional- SIN- é um sistema hidrotérmico de grande porte e único em âmbito mundial. Sua operação é realizada pelo ONS- Operador Nacional do Sistema Elétrico- sob regulamentação da ANNEL- Agência Nacional de Energia Elétrica- e guiado pelos Procedimentos de Rede, onde estão definidas as atribuições e deveres das instituições do Setor Elétrico Brasileiro- SEB- no planejamento e na operação do SIN. O sistema é operado seguindo metas e diretrizes consolidadas nas etapas de planejamento. Tais diretrizes são formuladas à luz de critérios que garantem segurança, qualidade e continuidade do suprimento de energia elétrica. Um dos critérios utilizado é o N-1, o qual garante que o sistema “sobrevive” a contingências simples na rede de transmissão sem corte de carga. Esse critério pode se estender a N-2, N-3 etc. O critério N-2 é utilizado em alguns ramos de transmissão do SIN quando há motivos para aumento de segurança. Nesse trabalho, será analisado o impacto da adoção de critério N-1 em todo o SIN, ou adoção de critério N-2 em alguns dos ramos de transmissão da rede Básica, no planejamento da operação energética, com utilização dos modelos Newave e Decomp e do Cepel.

Conteúdo

Agradecimentos	v
Índice de Figuras	ix
Índice de Tabelas	xi
Nomenclatura.....	xiv
1. Introdução.....	15
1.1. Considerações Iniciais	15
1.2. Metodologia.....	16
1.3. Organização do Trabalho.....	17
2. O Setor Elétrico Brasileiro	18
2.1. O Sistema Interligado Nacional	21
3. Planejamento Energético de Sistemas Hidrotérmicos	24
3.1. Planejamento Energético da Operação de Sistemas Hidrotérmicos	24
3.1.1. Horizontes de Planejamento	28
3.1.2. Formulação do Problema de Médio Prazo	29
3.1.3. Formulação do Problema de Curto Prazo.....	31
3.2. Planejamento energético da operação do SIN	33
3.2.1. Plano Anual da Operação Energética	33
3.2.2. Programa Mensal da Operação Energética.....	37
3.2.3. Avaliação Energética Bianual	39
4. Modelos Newave e Decomp.....	41
4.1. Modelo Newave	42
4.1.1. O Sistema Equivalente de Energia	42
4.2. Modelo Decomp	43
4.3. Cálculo das Funções de Produção	43
4.4. Modelos Newave e Decomp	43
4.4.1. Geração dos Cenários de Energia Afluente.....	43

4.4.2.	Simulação Forward.....	44
4.4.3.	Simulação Backward	46
4.4.4.	Processo Iterativo	48
4.4.5.	Cortes de Benders.....	48
4.4.6.	Critérios de Convergência	49
4.4.7.	Horizontes de Estudo.....	51
4.5.	Comparação entre os modelos	52
5.	Critérios de Segurança N-1 e N-2.....	53
6.	Fundamentos Práticos.....	56
6.1.	<i>Decks</i> dos Modelos Newave e Decomp do PMO de Maio de 2011	56
6.1.1.	Modelo Newave.....	56
6.1.2.	Modelo Decomp	58
6.1.3.	Condições Iniciais Do Mês De Maio De 2011	63
6.2.	Proposta Inicial	64
6.2.1.	Resultados Newave	65
6.2.2.	Resultados Decomp	66
6.2.3.	Conclusão	75
6.3.	Proposta Adicional.....	75
6.3.1.	Aumento da Carga Sudeste no Decomp	75
6.3.2.	Aumento da Carga Sudeste no Newave	76
6.3.3.	Resultados Newave	77
6.3.4.	Resultados Decomp	78
6.4.	Proposta Final de Análise	83
6.4.1.	Mudanças Nos <i>Decks</i> dos Modelos Newave e Decomp.....	84
6.4.2.	Resultados Newave	85
6.4.3.	Resultados Decomp	86
7.	Conclusões.....	91

7.1. Trabalhos Futuros	92
8. Bibliografia.....	94

Índice de Figuras

Figura 1- Diagrama das principais instituições do SEB	18
Figura 2- Geração elétrica por energético 2010	21
Figura 3- Sazonalidade da energia natural afluyente aos subsistemas do SIN.....	22
Figura 4- Extensão das linhas de transmissão do SIN (km)	22
Figura 5- Geração total de energia elétrica no Brasil em 2010	23
Figura 6- Consumo de energia elétrica no Brasil em 2010 (GWh).....	23
Figura 7- Esquema básico de um sistema hidrotérmico	24
Figura 8- Formulação básica do problema de planejamento energético de sistemas hidrotérmicos.....	25
Figura 9- Característica temporal do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos ...	26
Figura 10- Funções De Custo Imediato, Função De Custo Futuro e Função De Custo Total .	27
Figura 11- Etapas do planejamento energético da operação de sistemas hidrotérmicos.....	29
Figura 12- Comportamento das incertezas e do detalhamento do sistema para as etapas de planejamento.....	29
Figura 13- Etapas do processo de elaboração do Plano Anual da Operação Energética.....	34
Figura 14- Etapas do processo de programação mensal da operação energética	37
Figura 15- Fluxograma do modelo Newave	41
Figura 16- Fluxograma do modelo Decomp	42
Figura 17- Exemplo de simulação forward para o modelo Decomp.....	45
Figura 18- Exemplo de simulação forward para o modelo Newave	45
Figura 19- Exemplo de simulação backward para o modelo Decomp.....	47
Figura 20- Exemplo de simulação backward para o modelo Decomp	47
Figura 21- Exemplo de simulação backward para o modelo Newave	48
Figura 22- Cortes de Benders para o modelo Decomp.....	49
Figura 23- Cortes de Benders para o modelo Newave	49
Figura 24- Processo iterativo.....	50
Figura 25- Estrutura dos modelos no PMO	52
Figura 26- Exemplo 1	54

Figura 27- Exemplo 1	54
Figura 28- Exemplo 1	54
Figura 29- Sentidos dos intercâmbios entre subsistemas para ambos os casos.....	69
Figura 30- Análise dos resultados do PMO modificado (N-1) comparados com os resultados do PMO oficial (N-2)	71
Figura 31- Análise dos resultados do PMO modificado comparado com o PMO oficial para os patamares de carga pesada e média	72
Figura 32- Análise dos resultados do PMO modificado comparado com o PMO oficial para o patamar de carga leve	73

Índice de Tabelas

Tabela 1- Diferenças básicas entre os modelos	52
Tabela 2- Frações dos blocos de limite de intercâmbio dos arquivos SISTEMA.DAT (MWmed)	57
Tabela 3- Frações dos blocos das profundidades de intercâmbio dos arquivos PATAMAR.DAT	58
Tabela 4- Frações dos blocos IA dos arquivos DADGER.DAT(MWmed)	59
Tabela 5- RE 110 dos arquivos DADGER.DAT (MWmed).....	60
Tabela 6- RE 159 dos arquivos DADGER.DAT (MWmed).....	61
Tabela 7- RE 163 dos arquivos DADGER.DAT (MWmed).....	62
Tabela 8- Blocos RE 165 dos arquivos DADGER.DAT (MWmed).....	62
Tabela 9- Energia armazenada no início do mês de Maio de 2011 (%EARM)	63
Tabela 10- Ordem final do modelo autoregressivo para o subsistema SE	63
Tabela 11- Ordem final do modelo autoregressivo para o subsistema S.....	63
Tabela 12- Ordem final do modelo autoregressivo para o subsistema NE	63
Tabela 13- Ordem final do modelo autoregressivo para o subsistema N.....	64
Tabela 14- Energias afluentes passadas ao mês de maio de 2011 (MWmed).....	64
Tabela 15- Energias afluentes passadas ao mês de maio de 2011 (%MLT)	64
Tabela 16- Custo Total de Operação das Séries Simuladas (10^6) para o PMO oficial (N-2)	65
Tabela 17- Custo Total de Operação das Séries Simuladas (10^6) para o PMO modificado (N-1)	65
Tabela 18- Variação % dos resultados do caso N-1 em relação ao caso N-2.....	65
Tabela 19- Média dos riscos anuais de déficit e E (ENS) para o período de planejamento para o PMO oficial (N-2)	66
Tabela 20- Média dos riscos anuais de déficit e E (ENS) para o período de planejamento para o PMO modificado (N-1)	66
Tabela 21- Variação % dos resultados do caso N-1 em relação ao caso N-2.....	66
Tabela 22- Custo de operação e valor esperado de custo futuro (1000\$) para o PMO oficial (N-2)	66
Tabela 23- Custo de operação e valor esperado de custo futuro (1000\$) para o PMO modificado (N-1)	67
Tabela 24- Variação % dos resultados do caso N-1 em relação ao caso N-2.....	67

Tabela 25- Intercâmbio (MWmed) entre subsistemas para o PMO oficial (N-2).....	68
Tabela 26- Intercâmbio (MWmed) entre subsistemas para o PMO modificado (N-1).....	69
Tabela 27- Geração total (MWmed) das usinas envolvidas na restrição elétrica 163 para o PMO oficial (N-2)	70
Tabela 28- Geração total (MWmed) das usinas envolvidas na restrição elétrica 163 para o PMO modificado (N-1)	70
Tabela 29- Variação % dos resultados do caso N-1 em relação ao caso N-2.....	71
Tabela 30- Geração 60Hz de Itaipu (MWmed) para o PMO oficial (N-2)	72
Tabela 31- Geração 60Hz de Itaipu (MWmed) para o PMO modificado (N-1)	72
Tabela 32- Variação % dos resultados do caso N-1 em relação ao caso N-2.....	72
Tabela 33- CMO (R\$/MWh) para o PMO oficial (N-2)	73
Tabela 34- CMO (R\$/MWh) para PMO modificado (N-1)	73
Tabela 35- Geração (MWmed) dos subsistemas para o PMO oficial (N-2)	74
Tabela 36- Geração (MWmed) dos subsistemas para o PMO modificado (N-1)	74
Tabela 37- Folga (MWmed) na interligação FC-SE para o PMO modificado (N-1).....	76
Tabela 38- Carga original do SE	76
Tabela 39- Carga do SE acrescida da diferença entre fluxo e limite máximo do intercâmbio FC-SE no caso N-1	76
Tabela 40- Carga original (MWmed) do subsistema SE no modelo Newave.....	76
Tabela 41- Carga acrescida (MWmed) do subsistema SE para o modelo Newave	76
Tabela 42- Custo de Operação das Séries Simuladas (10^6) para o caso N-2.....	77
Tabela 43- Custo de Operação das Séries Simuladas (10^6) para o caso N-1	77
Tabela 44- Variação % dos resultados do caso N-1 em relação ao caso N-2.....	77
Tabela 45- Média dos riscos anuais de déficit e E(ENS) para o período de planejamento para o caso N-2.....	77
Tabela 46- Média dos riscos anuais de déficit e E(ENS) para o período de planejamento para o caso N-1	77
Tabela 47- Variação % dos resultados do caso N-1 em relação ao caso N-2.....	77
Tabela 48- Custo de operação e valor esperado de custo futuro (1000\$) para o caso N-2	78
Tabela 49- Custo de operação e valor esperado de custo futuro (1000\$) para o caso N-1	78
Tabela 50- Variação % dos resultados do caso N-1 em relação ao caso N-2.....	78
Tabela 51- Intercâmbio (MWmed) entre subsistemas para o caso N-2	79
Tabela 52- Intercâmbio (MWmed) entre subsistemas para o caso N-1	79

Tabela 53- Folga (MW) entre limite máximo de intercâmbio e fluxo calculado FC-SE para o caso N-2.....	80
Tabela 54- Folga (MW) entre limite máximo de intercâmbio e fluxo calculado FC-SE para o caso N-1	80
Tabela 55- Geração 60 Hz de Itaipu (MWmed) para o caso N-2 (MW).....	81
Tabela 56- Geração 60 Hz de Itaipu (MWmed) para o caso N-1 (MW).....	81
Tabela 57- Variação % dos resultados do caso N-1 em relação ao caso N-2.....	81
Tabela 58- CMO (R\$/MWh) para o caso N-2.....	82
Tabela 59-CMO (R\$/MWh) para o caso N-1	82
Tabela 60- Geração (MWmed) dos subsistemas para o caso N-2.....	83
Tabela 61- Geração (MWmed) dos subsistemas para o caso N-1	83
Tabela 62- Fração do arquivo SISTEMA.DAT para o caso N-k (MWmed)	84
Tabela 63- Fração do bloco IA para o caso N-k (MWmed).....	84
Tabela 64- Bloco RE 110 para o caso N-k (MWmed)	84
Tabela 65-Bloco RE 159 para o caso N-k (MWmed)	85
Tabela 66- Bloco RE 163 para o caso N-k (MWmed)	85
Tabela 67- Bloco RE 165 para o caso N-k (MWmed)	85
Tabela 68- Custo de operação das séries simuladas (10^6) para o caso N-k	85
Tabela 69- Variação % dos resultados do caso N-k em relação ao caso N-2.....	86
Tabela 70- Média dos riscos anuais de déficit e E(ENS) para o período de planejamento para o caso N-k.....	86
Tabela 71- Variação % dos resultados do caso N-k em relação ao caso N-2.....	86
Tabela 72- Custo de operação e valor esperado de custo futuro (1000\$) para o caso N-k	87
Tabela 73- Variação % dos resultados do caso N-k em relação ao caso N-2.....	87
Tabela 74- Intercâmbio (MWmed) entre subsistemas para o caso N-k	87
Tabela 75- Geração 60 Hz de Itaipu (MWmed) para o caso N-k.....	88
Tabela 76- Variação % dos resultados do caso N-k em relação ao caso N-2.....	88
Tabela 77-Geração dos subsistemas para o caso N-k.....	89
Tabela 78- CMO (R\$/MWh) para o caso N-k.....	89
Tabela 79- Geração térmica (MWmed) para o PMO oficial (N-2)	90
Tabela 80- Geração térmica (MWmed) para o caso N-k.....	90
Tabela 81- Variação % dos resultados do caso N-k em relação ao caso N-2.....	90

Nomenclatura

ANDE- Administración Nacional de Eletricidad

ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica

CAR- Curva de Aversão ao Risco

CCEE- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Cepel- Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

CMO- Custo Marginal de Operação

CMSE- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE- Conselho Nacional de Política Energética

EPE- Empresa de Pesquisa Energética

FC- Nó Imperatriz

FCF- Função de Custo Futuro

FCI- Função de Custo Imediato

FCT- Função de Custo Total

IV- Nó Ivaiporã

LINF- Limite Inferior do Intervalo de Confiança do Custo Médio Simulado

MME- Ministério de Minas e Energia

NE- Subsistema Nordeste

ONS- Operador Nacional do Sistema Elétrico

PMO- Programa Mensal da Operação

S- Subsistema Sul

SE- Subsistemas Sudeste

SEB- Setor Elétrico Brasileiro

SEE- Secretaria de Energia Elétrica

SIN- Sistema Interligado Nacional

ZINF- Custo Futuro Estimado

ZSUP- Custo Médio Simulado

1. Introdução

1.1.Considerações Iniciais

O Sistema Interligado Nacional- SIN- é um sistema hidrotérmico de grande porte, com predominância de geração hidráulica. O SIN é composto por 4 subsistemas que são interligados pela Rede Básica de linhas de transmissão, transformadores de potência e equipamentos com classe de tensão igual ou superior a 230 kV.

A interligação entre os subsistemas é uma das características mais marcantes e importantes do SIN, visto que a geração hidrelétrica é instalada, na sua maior parte, longe dos centros de carga. Também, o Brasil é um país com dimensões continentais e suas regiões estão expostas a diferentes energias naturais afluentes ao longo do ano. Assim, a interligação entre subsistemas permite o aproveitamento da sazonalidade, sendo possível importar energia de subsistemas que estejam com reservatórios cheios para subsistemas que estejam com menos energia armazenada.

A operação do sistema é realizada pelo ONS- Operador Nacional do Sistema Elétrico, o qual tem em suas mãos a responsabilidade de operar o SIN com qualidade, segurança, continuidade, equidade e transparência. Para isso, o ONS utiliza os Procedimentos de Rede, com os procedimentos e requisitos necessários à realização do planejamento da operação eletroenergética do SIN.

Um dos critérios utilizados na operação do SIN é o N-1, pelo qual o sistema “sobrevive” a qualquer contingência simples sem corte de carga. Já com adoção de critério N-2, o sistema “sobrevive” a qualquer contingência dupla sem interrupção do fornecimento de energia. Na maior parte do sistema é adotado critério N-1 e, como será visto posteriormente, em alguns elementos adota-se critério N-2.

Mais precisamente, o ONS opera o sistema com critério de segurança N-1 em todo o sistema, a menos dos principais troncos de transmissão, os quais são operados com critério de segurança N-2. Já a CCEE- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica-, calcula o preço de comercialização de energia considerando critério N-1 em todo o sistema.

Nesse trabalho, será analisado o impacto do uso de diferentes critérios de segurança no planejamento energético da operação do SIN. Ou seja, será analisado o planejamento energético da operação do SIN com o critério adotado pelo ONS (oficial) e com o critério adotado pela CCEE (utilizado somente no cálculo do preço).

Assim, no decorrer do texto, quando for mencionado um caso com adoção de critério de segurança N-2, faz-se referência ao critério adotado pelo ONS. Já, quando for mencionado um caso com adoção de critério de segurança N-1, faz-se referência ao critério adotado pela CCEE. Também é importante esclarecer o uso do termo *deck*, o qual é muito utilizado entre as empresas do setor elétrico, e faz referência ao conjunto de arquivos com os dados de entrada para os modelos utilizados no planejamento da operação energética e no cálculo do preço.

As diferenças entre os *decks* ONS e CCEE vão além da adoção de diferentes critérios de segurança. A CCEE não considera nos seus *decks* para cálculo de preço, restrições elétricas internas a subsistemas, enquanto que o ONS considera todas as restrições no planejamento da operação do sistema.

É importante entender que, por definição das regras de comercialização, as restrições elétricas internas aos subsistemas não podem afetar a definição dos preços dos mesmos. Logo, a CCEE não pode utilizar o critério de segurança N-2 em seus casos, pois entende que esse critério advém de restrições elétricas internas aos subsistemas.

Assim, o objetivo desse trabalho é analisar o impacto da adoção de critério de segurança N-1 em todo o sistema para o planejamento da operação energética realizado pelo ONS. Para isso, será apresentada a modelagem do critério de segurança (critério elétrico) nos modelos de otimização energéticos utilizados no Brasil, e estudados três casos com diferentes cenários.

1.2. Metodologia

Primeiramente, será comparado o impacto da adoção dos diferentes critérios de segurança nos dados de entrada dos modelos de médio e curto prazo de planejamento energético da operação. Em seguida, serão propostas três análises, as quais terão como base a programação mensal da operação do mês de maio de 2011. A primeira proposta de análise de sensibilidade envolve dois casos:

- Programação mensal da operação realizado pelo ONS (critério N-2) e
- Adaptação da programação mensal da operação realizada pelo ONS para passar a adotar critério N-1

A segunda proposta de análise de sensibilidade envolve os mesmos casos previamente mencionados, contudo, os dois sofrerão aumento na carga do subsistema Sudeste.

A proposta final de análise de sensibilidade será entre dois casos:

- Programação mensal da operação realizado pelo ONS (critério N-2) e
- Adaptação da programação mensal da operação realizada pelo ONS para passar a adotar um critério de segurança ainda mais restritivo do que o N-2

1.3.Organização do Trabalho

Nesse capítulo foi apresentado o contexto ao qual esse trabalho se insere, a motivação dos fundamentos práticos que serão apresentados ao longo do texto e a metodologia que será utilizada.

No segundo capítulo, será apresentado um panorama geral sobre o Setor Elétrico Brasileiro e suas principais instituições. Também, será feita uma breve análise sobre o Sistema Interligado Nacional, com a apresentação de dados estatísticos consolidados sobre o ano de 2010.

No capítulo três será realizada uma revisão sobre a teoria de planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos, com foco na operação realizada no Brasil pelo ONS.

No capítulo quatro, são descritos os modelos utilizados no planejamento da operação energética no Brasil, Newave e Decomp. É feita uma explicação, sob o foco de um usuário, sobre o funcionamento dos modelos e seu acoplamento.

No capítulo cinco é abordada a questão dos critérios de segurança N-1 e N-2.

Finalmente, no capítulo 6 serão analisados os dados de entrada e os resultados dos casos propostos no item 0. No capítulo 7 serão feitas as considerações finais sobre o trabalho apresentado.

2. O Setor Elétrico Brasileiro

A estrutura atual do Sistema Elétrico Brasileiro- SEB- conta com 7 principais instituições, representadas no diagrama da Figura 1. O novo modelo do SEB, sustentado pelas leis nº 10.847 e 10.848 de 15 de março de 2004 e pelo decreto nº 5.163 de 30 de julho 2004, visa atingir três objetivos principais:

- Garantia da segurança do suprimento de energia elétrica.
- Promoção da modicidade tarifária.
- Promoção da inserção social no SEB, em particular pelos programas de universalização do atendimento.

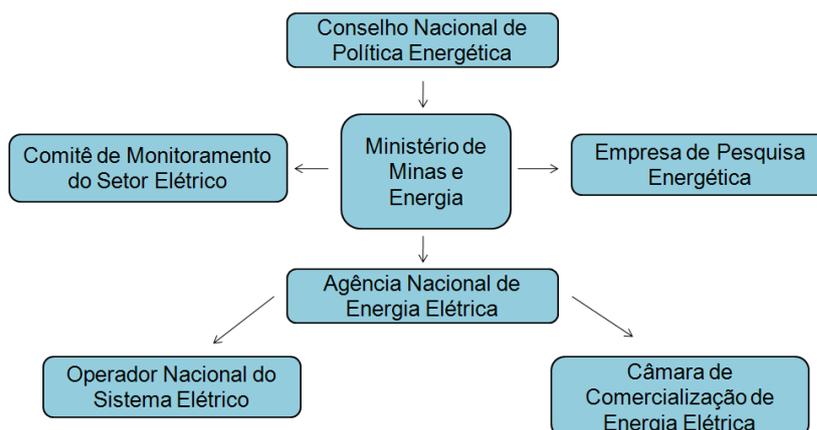


Figura 1- Diagrama das principais instituições do SEB

O Ministério de Minas e Energia- MME- é o órgão do Governo Federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. Na área do SEB, a Secretária de Energia Elétrica- SEE- do MME tem como missão institucional garantir o suprimento de todos os consumidores do território nacional com qualidade, continuidade, segurança e tarifas justas para a sociedade e para o estímulo aos investimentos, observando a premissa de responsabilidade sócio-ambiental [1]. As responsabilidades da SEE incluem monitoração e expansão dos sistemas elétricos, monitoração do desempenho dos sistemas de geração, transmissão e distribuição, acompanhamento das ações de integração elétrica com os países vizinhos e coordenação das ações de comercialização, entre outras.

O Conselho Nacional de Política Energética- CNPE- é um órgão interministerial, presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas nacionais e diretrizes de energia [2]. As responsabilidades do CNPE no SEB incluem formulação de políticas que assegurem o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas do país, a revisão periódica das matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, estabelecimento de diretrizes para programas específicos e promoção do aproveitamento racional dos recursos energéticos do país, entre outras.

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico- CMSE- é um órgão criado no âmbito do MME, sob sua coordenação, com a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional [3]. As atribuições do CMSE no SEB incluem acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, e identificar dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que afetem, ou possam afetar, a regularidade e a segurança de abastecimento e atendimento à expansão dos setores de energia elétrica.

A Empresa de Pesquisa Energética- EPE- é vinculada ao MME com a finalidade de prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético [4]. No SEB, a EPE realiza estudos de projeção da matriz energética, planejamento integrado de recursos energéticos, planejamento de expansão da geração e da transmissão e análises de viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental de novas usinas.

A ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica-, autarquia em regime especial, vinculada ao MME, tem a missão de proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade [5]. As atribuições da ANEEL incluem regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia, garantir tarifas justas e assegurar a universalização dos serviços, entre outras.

A CCEE- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica-, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da ANEEL, com finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN. Administra os contratos de compra e venda de energia elétrica, sua contabilização e liquidação [6].

O ONS- Operador Nacional do Sistema Elétrico- pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da ANEEL, tem por objetivo executar as atividades de coordenação e controle da operação de geração e transmissão no âmbito do SIN. A missão do ONS é operar o SIN de forma integrada, com transparência, equidade e neutralidade, de modo a garantir a segurança, a continuidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica no país [7].

Existem também os agentes setoriais:

- Agentes de geração

São autorizados ou concessionários de geração de energia elétrica, que operam plantas de geração e prestam serviços ancilares.

- Agentes de transmissão

Agentes detentores de concessão para transmissão de energia elétrica, com instalações na rede básica.

- Agentes de distribuição

Operam um sistema de distribuição na sua área de concessão, participando do Sistema Interligado e sendo usuários da Rede Básica. Contratam serviços de transmissão de energia e serviços ancilares do ONS.

- Consumidores Livres

Consumidores que têm a opção de escolher seu fornecedor de energia elétrica.

- Agentes importadores e exportadores

São agentes titulares de autorização para implantação de sistemas de transmissão associados à importação e exportação de energia elétrica.

- Agente comercializador da energia de Itaipu

Itaipu é uma entidade binacional, pertencente ao Brasil e ao Paraguai. O relacionamento entre os dois países segue tratados internacionais específicos.

2.1.0 Sistema Interligado Nacional

O SIN é o sistema hidrotérmico, com forte predominância da geração hidrelétrica, de produção e transmissão de energia elétrica no Brasil. Tem grande porte e pode ser considerado único em âmbito mundial. O SIN é dividido em 4 subsistemas, Sudeste/ Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte. No Brasil, somente 3,4% da capacidade instalada de produção de energia elétrica se encontra fora do SIN, estando a maior parte na região amazônica do norte do país.

A geração elétrica por energético em 2010 está apresentada na Figura 2. Fica clara a predominância da energia hidráulica, a qual representa 79,2% da energia elétrica gerada em 2010 no Brasil.

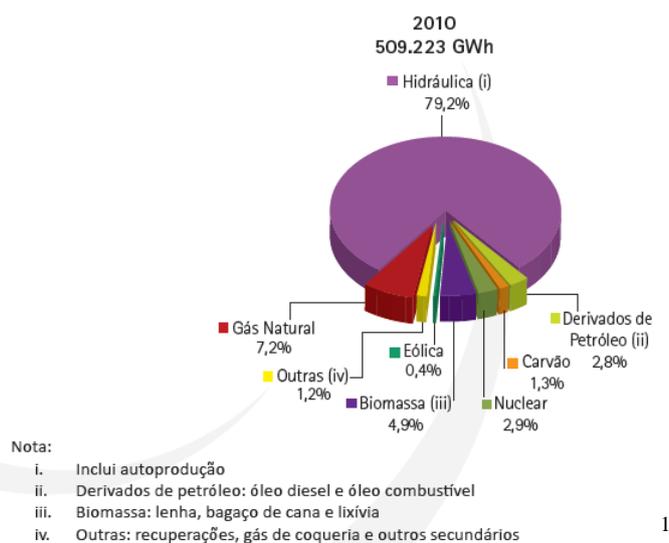


Figura 2- Geração elétrica por energético 2010

Pela predominância hidráulica da matriz energética e pelas dimensões continentais do Brasil, grande parte da geração de energia elétrica está localizada em pontos muito distantes dos principais centros de carga do país. Por isso, a rede de transmissão do SIN- Rede Básica- é complexa e desempenha papel fundamental no suprimento de energia. A interligação entre os subsistemas é essencial, possibilitando troca de energia e complementação entre as capacidades e demandas de cada região. O SIN possui, também, interligações para importação e exportação com outros países.

¹ Fonte: BEN 2011; Elaboração: EPE

A Figura 3 mostra a sazonalidade das energias afluentes aos subsistemas do SIN. Por exemplo, é possível perceber a complementação entre SE/CO e Sul, visto que entre dezembro e abril as afluições são maiores no SE/CO, situação que se inverte entre maio e novembro.

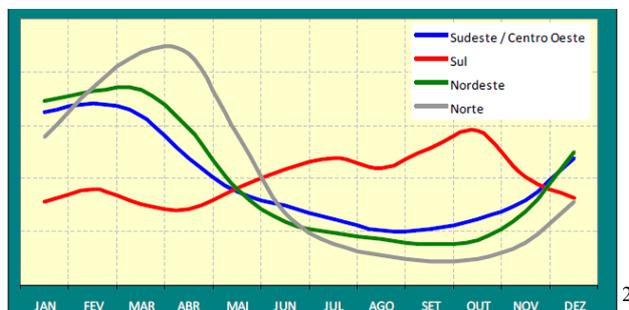


Figura 3- Sazonalidade da energia natural afluente aos subsistemas do SIN

A Rede Básica do SIN é composta por linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos com tensão igual ou superior a 230 kV, à exceção de:

- Instalações de transmissão e transformadores de potência e suas conexões, quando são destinadas ao uso exclusivo de centrais geradoras ou consumidoras, em caráter individual ou compartilhado.
- Instalações de transmissão com interligações internacionais e suas conexões, autorizadas para fins de importação ou exportação de energia elétrica.
- Transformadores de potência com tensão secundária inferior a 230 kV, inclusive a conexão.

A extensão das linhas de transmissão do SIN, bem como sua evolução nos últimos 4 anos, está apresentada na Figura 4 [8].

	2006	2007	2008	2009	2010	$\Delta\%$ (2010/09)	Part. % (2010)
Total	86.229	87.286	90.316	95.465	98.648	3,3	100,0
230 kV	36.342	37.155	37.710	41.503	43.251	4,2	43,8
345 kV	9.579	9.772	9.772	9.784	10.060	2,8	10,2
440 kV	6.671	6.671	6.671	6.671	6.671	0,0	6,8
500 kV	29.341	29.392	31.868	33.212	34.372	3,5	34,8
600 kV cc ³	1.612	1.612	1.612	1.612	1.612	0,0	1,6
750 kV	2.683	2.683	2.683	2.683	2.683	0,0	2,7 ³

Figura 4- Extensão das linhas de transmissão do SIN (km)

² Fonte: EPE

³ A extensão dos circuitos de 600 kV CC corresponde à extensão de cada bipolo.
Fonte: Anuário estatístico de energia elétrica 2011; Elaboração: EPE

A geração total de energia elétrica no Brasil (SIN + Sistemas Isolados) para o ano de 2010, bem como a participação de cada região, está apresentada na Figura 5.

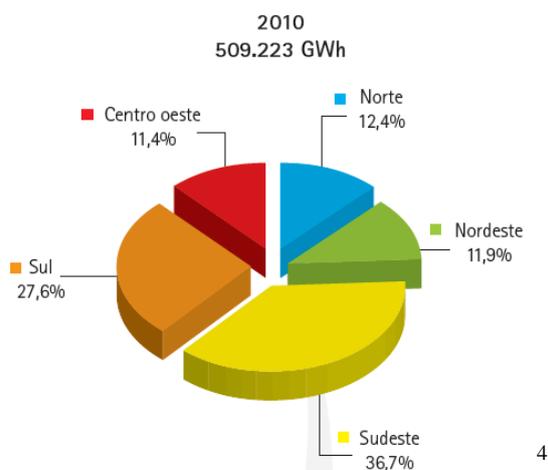


Figura 5- Geração total de energia elétrica no Brasil em 2010

O consumo de energia elétrica no Brasil em 2010, bem como nos 4 anos anteriores, está apresentado na Figura 6.

	2006	2007	2008	2009	2010	$\Delta\%$ (2010/09)	Part. % (2010)
Brasil	356.129	377.030	388.472	384.306	415.277	8,1	100,0
Subsistemas elétricos							
Sistemas Isolados	7.387	7.827	8.283	8.075	6.837	-15,3	1,6
Norte	24.481	25.921	26.723	26.484	28.519	7,7	6,9
Nordeste	48.921	51.639	54.126	54.439	59.565	9,4	14,3
Sudeste/Centro-Oeste	215.647	228.646	233.440	229.780	250.793	9,1	60,4
Sul	59.694	62.996	65.900	65.528	69.563	6,2	16,8

Figura 6- Consumo de energia elétrica no Brasil em 2010 (GWh)

Os dados mostram que a geração do SE +CO corresponde a 48,1 % do total de geração de energia elétrica, e que seu consumo corresponde a 60,4 % do consumo total. Isso deixa evidente a necessidade de interligação entre os subsistemas.

⁴ Fonte: BEN 2011; Elaboração: EPE

⁵ Fonte: Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2011; Elaboração: EPE

3. Planejamento Energético de Sistemas Hidrotérmicos

A composição básica de um sistema hidrotérmico de energia elétrica está representada na Figura 7. Basicamente, as usinas geradoras de energia elétrica, sejam elas de fonte hidráulica, térmica ou de fontes alternativas de energia, são ligadas por um sistema de transmissão, o qual entrega a energia gerada para as distribuidoras.

O planejamento energético de um sistema hidrotérmico pode ser dividido em duas grandes áreas: planejamento da expansão e planejamento da operação. O planejamento da expansão tem por objetivo a elaboração de um programa espacial e temporal de instalação de novas unidades de geração, de transmissão e de controle do sistema. Nessa etapa, os acréscimos de capacidade instalados no sistema são dimensionados e escalonados no tempo de modo a assegurar o atendimento à demanda prevista e aos requisitos de reserva de potência pré-estabelecidos. Esse planejamento é realizado visando à continuidade, qualidade e segurança do sistema, ao menor custo e com os menores impactos sócio-econômicos e ambientais para a sociedade.

Esse trabalho vai se aprofundar somente no planejamento energético da operação de sistemas hidrotérmicos, com atenção especial ao planejamento realizado no Brasil pelo ONS.

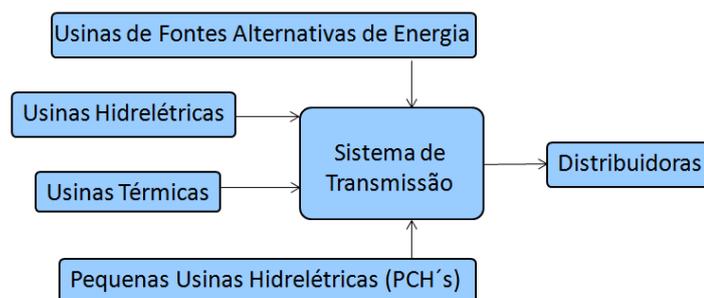


Figura 7- Esquema básico de um sistema hidrotérmico

3.1. Planejamento Energético da Operação de Sistemas Hidrotérmicos

A formulação básica de um problema de planejamento energético da operação de sistemas hidrotérmicos está apresentada na Figura 8. Basicamente, é um problema de otimização, no qual a função objetivo é o custo total de operação e as equações de igualdade e desigualdade são as equações que representam as restrições físicas e operativas do sistema e o

balanço entre carga, geração e déficit. O horizonte de planejamento é discretizado em intervalos iguais chamados de estágios. O custo total é a soma do custo de cada estágio.

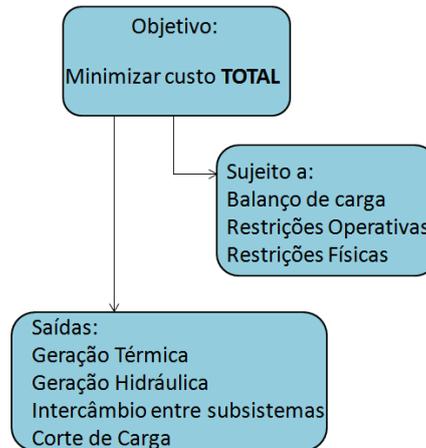


Figura 8- Formulação básica do problema de planejamento energético de sistemas hidrotérmicos

O custo de cada estágio do horizonte de planejamento é constituído pela soma do custo com o combustível utilizado nas usinas térmicas e o custo de corte de carga do referido estágio. Em um sistema hidrotérmico, também deve ser considerado o custo com a geração hidrelétrica, a qual utiliza a energia armazenada da água, um “combustível grátis”, para gerar energia. Logo, as parcelas de geração hidrelétrica, “grátis”, geração térmica, dependente do custo de combustíveis, e de corte de carga, devem ser dimensionadas de modo a melhor atender às necessidades dos estágios presente e futuros, minimizando o custo total de operação. É desse fato que surge a característica temporal do problema de planejamento. A Figura 9 representa essa característica, mostrando as possíveis consequências futuras de decisões presentes. Por exemplo, escolher esvaziar os reservatórios no presente (aumentar a parcela de geração hidrelétrica) pode levar ao corte de carga ou racionamento de energia no futuro caso as afluições venham a ser baixas. Por outro lado, utilizar no presente mais geração térmica e manter os reservatórios cheios pode levar a vertimento (perda de energia da água que poderia ter sido utilizada no lugar da queima de combustíveis!!!) no futuro caso as afluições venham a ser altas. Logo, percebe-se que a solução ótima é um equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício do seu uso futuro. Isso introduz outra característica do planejamento da operação, a estocacidade. Visto que a energia afluenta a uma usina depende das chuvas que ainda irão ocorrer, é necessária a utilização de métodos probabilísticos para modelagem e previsão das energias afluentes futuras que são utilizadas de modo a auxiliar a tomada de decisões no presente. Outro fator que caracteriza o planejamento da operação como um problema estocástico é a incerteza em torno da previsão de demanda de

energia. Também, o planejamento da operação é acoplado no espaço, pois a operação de uma usina afeta o recebimento de água de usinas a jusante, visto que algumas usinas hidrelétricas do SIN estão dispostas em cascata.

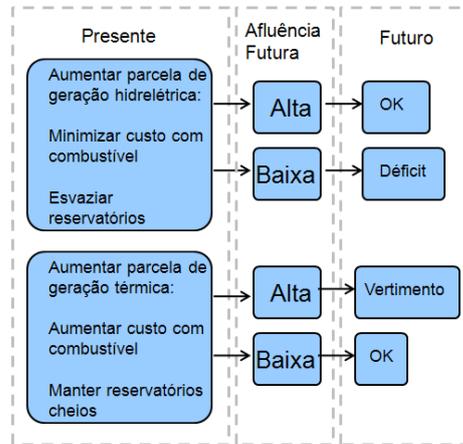


Figura 9- Característica temporal do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos

Assim, o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos é acoplado no tempo e no espaço, além de ser um problema essencialmente estocástico. Também, o problema é não linear, visto que as funções de custo das gerações térmicas e as funções de produção de usinas hidráulicas são não lineares. Portanto, há necessidade de uma cuidadosa coordenação da operação, para que os sistemas sejam seguros e os recursos sejam aproveitados da forma mais eficiente possível.

Para encontrar o ponto ótimo entre as parcelas de geração térmica e geração hidráulica, com equilíbrio entre o benefício do uso da água no presente e no futuro, pode-se representar o benefício presente do uso da água como uma Função de Custo Imediato (FCI), e o benefício do uso futuro da água como uma Função de Custo Futuro (FCF) [9]. Assim, a Função de Custo Total, a qual deve ser minimizada no problema de planejamento, é a soma da FCI com a FCF. As curvas das FCI, FCF e FCT estão representadas na Figura 10.

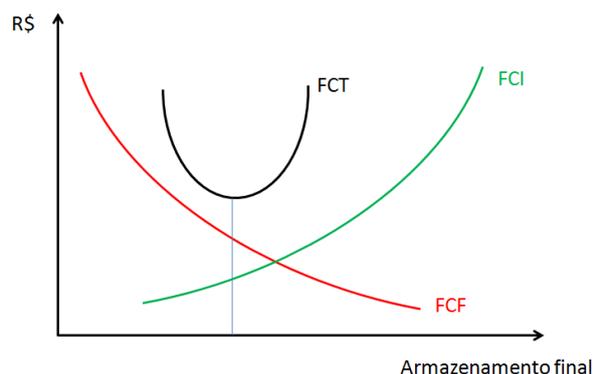


Figura 10- Funções De Custo Imediato, Função De Custo Futuro e Função De Custo Total

Percebe-se que o valor mínimo da função de custo total ocorre quando sua derivada é nula, levando aos resultados apresentados nas equações (1) a (4). Nessas equações, *Armfinal* significa o volume final armazenado.

$$FCT = FCI + FCF \quad (1)$$

$$\frac{\partial FCT}{\partial Armfinal} = \frac{\partial (FCI + FCF)}{\partial Armfinal} = \frac{\partial FCI}{\partial Armfinal} + \frac{\partial FCF}{\partial Armfinal} \quad (2)$$

No ponto de mínimo da FCT,

$$\frac{\partial FCI}{\partial Armfinal} + \frac{\partial FCF}{\partial Armfinal} = 0 \quad (3)$$

$$\frac{\partial FCI}{\partial Armfinal} = - \frac{\partial FCF}{\partial Armfinal} \quad (4)$$

A equação (4) representa as derivadas chamadas de Valor da Água (segundo termo) e Custo da Térmica (primeiro termo). Logo, a geração hidráulica tem um custo associado a si, que representa o custo de oportunidade de economizar-se água no presente pra sua utilização no futuro. Assim, o estudo do planejamento da operação resume-se em traçar uma estratégia que leve, no final do período considerado, ao armazenamento dos reservatórios que garanta custo total mínimo.

3.1.1. Horizontes de Planejamento

O planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, como visto até agora, por ser de grande porte e complexidade, é dividido em etapas de médio prazo, curto prazo e programação diária, indo de horizontes de 5 anos a apenas 1 hora. Em cada etapa são utilizados diferentes modelos, com diferentes graus de detalhamento na representação do sistema e suas restrições físicas e operativas. Os horizontes de estudo de cada etapa estão apresentados nas Figura 11 e Figura 12. No Brasil, o planejamento de médio prazo tem o objetivo de definir as parcelas de geração térmica e hidráulica que minimizam o valor esperado de custo de operação para o período considerado. Ou seja, os resultados indicam as condições de atendimento à carga no futuro. Nessa etapa, o sistema é representado por subsistemas equivalentes e o modelo utilizado é o Newave- Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes- do Cepel. Na etapa de curto prazo, o objetivo é definir as metas individuais de geração de cada usina do sistema, o intercâmbio entre subsistemas e o corte de carga, mais uma vez buscando minimizar o valor esperado do custo de operação para o período de planejamento. Nessa etapa, o modelo utilizado no Brasil é o Decomp- Determinação da Coordenação da Operação a Curto Prazo- do Cepel. Os resultados de cada etapa são utilizados como dados de entrada para a etapa subsequente. Por exemplo, a etapa de curto prazo utiliza as saídas do médio prazo como entrada. De fato, existe acoplamento entre os modelos Newave e Decomp, como será visto posteriormente nesse trabalho.

Em relação à programação diária, esse trabalho não entrará em seus detalhes. Contudo, vale informar que já existe um modelo em teste, com possível validação para utilização no Brasil. Esse modelo é o DESSEM do Cepel.

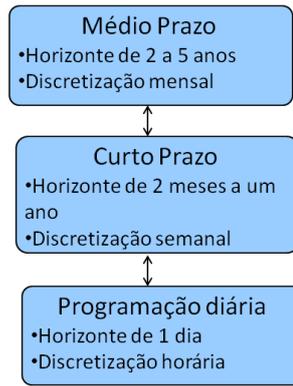


Figura 11- Etapas do planejamento energético da operação de sistemas hidrotérmicos

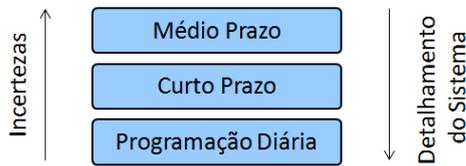


Figura 12- Comportamento das incertezas e do detalhamento do sistema para as etapas de planejamento

3.1.2. Formulação do Problema de Médio Prazo

A formulação do problema de médio prazo do planejamento energético da operação de sistemas hidrotérmicos, utilizada no Brasil atualmente, está apresentada nas equações (5) a (8).

$$\alpha_t(X_t) = E_{y_t|X_t} \left\{ \text{Min} \left[C_t(U_t) + \frac{1}{\beta} \alpha_{t+1}^*(X_{t+1}) \right] \right\} \quad (5)$$

Sujeito a,

$$X_{t+1} = f_t(X_t, y_t, U_t) \quad (6)$$

$$g_{t+1}(X_{t+1}) \geq 0 \quad (7)$$

$$h_t(U_t) \geq 0 \quad (8)$$

$$\forall t = T, T - 1, \dots, 1 \text{ e } \forall X_t$$

onde:

t é o índice que define um estágio,

X_t é o vetor de variáveis que definem o estado do sistema em um estágio t ,

y_t é o vetor de afluências incrementais ao sistema durante o estágio t ,

$E_{y_t|X_t}$ é o valor esperado sobre todo o conjunto das afluências possíveis no estágio t dado que o estado do sistema, X_t , é conhecido no início do estágio,

U_t é o vetor de decisões de um estágio t ,

T é o total de estágios do horizonte,

$C_t(U_t)$ é o custo operativo de um estágio t , associado à decisão U_t ,

$\alpha_t(X_t)$ é o valor do custo esperado de operação dos estágios do horizonte de planejamento a partir do estágio t ,

$f_t(X_t, y_t, U_t)$ é a equação de transição de estados,

β é o fator de atualização monetária,

$g_{t+1}(X_{t+1})$ é o conjunto de restrições relativas ao vetor de estados X_t ,

$h_t(U_t)$ é o conjunto de restrições relativas ao vetor de decisões U_t .

A equação (4) mostra a função objetivo do problema de otimização do planejamento energético da operação com horizonte de médio prazo. Por ela, fica clara a minimização do custo total, sendo $C_t(U_t)$ o custo do estágio presente e $\alpha_{t+1}^*(X_{t+1})$ o custo de todos os estágios posteriores. O vetor de decisões U_t representa as parcelas de geração hidráulica e térmica para o estágio t , incluindo, também, o vertimento das usinas hidrelétricas. Assim, com posse do vetor de decisões (U_t), do vetor de afluências (y_t) e do estado do sistema (X_t) em t , a função de transição de estados ($f_t(X_t, y_t, U_t)$) determina o estado do próximo estágio do problema (X_{t+1}).

3.1.3. Formulação do Problema de Curto Prazo

A formulação do problema de curto prazo do planejamento energético da operação de sistemas hidrotérmicos, utilizada no Brasil atualmente, está apresentada nas equações (9) a (18).

$$\text{Min } F = \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{j=1}^{NUT} [\phi_j(GT_{t,j})] + CD \times D_t \right\} \quad (9)$$

Sujeito a:

$$GT_{t,j}^{\min} \leq GT_{t,j} \leq GT_{t,j}^{\max} \quad (10)$$

$$GH_{t,i} = \Psi(x_{t,i}, d_{t,i}) \quad (11)$$

$$x_{t+1,i} = x_{t,i} + y_{t,i} - (u_{t,i} + s_{t,i}) + \sum_{k \in M_i} (u_{t,k} + s_{t,k}) \quad (12)$$

$$x_{t+1,i}^{\min} \leq x_{t+1,i} \leq x_{t+1,i}^{\max} \quad (13)$$

$$u_{t,i}^{\min} \leq u_{t,i} \leq u_{t,i}^{\max} \quad (14)$$

$$L_{t,i}^{\min} \leq u_{t,i} + s_{t,i} \leq L_{t,i}^{\max} \quad (15)$$

$$GH_{t,i} + GT_{t,j} + D_t = M_t \quad (16)$$

$$x_{T+1,i} = x^{*i} \quad (17)$$

$$i = 1, \dots, NUH \quad j = 1, \dots, NUT \quad t = 1, \dots, T \quad (18)$$

onde:

$\phi_j(GT_{t,j})$ é a função que representa o custo de geração térmica da usina j durante o estágio t,

$GT_{t,j}$ é a geração térmica da usina j no estágio t,

CD é o custo de déficit,

D_t é o déficit no estágio t,

$GH_{t,i}$ é a geração hidrelétrica da usina i no estágio t,

$\Psi(x_{t,i}, d_{t,i})$ é a função de produção da usina hidrelétrica i no estágio t ,

$x_{t,i}$ é o estado da usina i no estágio t

$y_{t,i}$ é a afluência á usina i no estágio t ,

$u_{t,i}$ é o turbinamento da usina i no estágio t ,

$s_{t,i}$ é o vertimento da usina i no estágio t ,

M_i é o conjunto das usinas diretamente a montante da usina i ,

$L_{t,i}^{min}$ e $L_{t,i}^{max}$ são os limites inferior e superior, respectivamente, da vazão defluente da usina i no estágio t ,

x^{*i} é o volume meta a ser atingido pela usina i ao final do período de planejamento,

NUH é o número total de usinas hidrelétricas no sistema,

NUT é o número total de usinas térmicas no sistema.

A função objetivo, apresentada na equação (9), mostra a minimização da soma dos custos de geração de todas as usinas térmicas e do custo de déficit, para cada estágio do horizonte de planejamento. As equações (10), (13), (14) e (15) representam, respectivamente, limites máximos e mínimos para cada estágio de geração térmica, armazenamento final, turbinamento e volume defluente de usinas hidrelétricas.

A equação (11) representa a função de produção de uma usina hidrelétrica, que determina a geração total da usina em um estágio a partir dos dados de estado inicial e volume defluente no referido estágio. A equação (12) determina o estado inicial de uma usina em um estágio, $t+1$, a partir das informações de afluências à usina, estado inicial, turbinamento, vertimento e volume recebido das usinas diretamente a montante, no estágio t . A equação (17) mostra a integração entre o planejamento de médio prazo com o de curto prazo, sendo o volume meta de cada usina do sistema para o fim do período de planejamento, x^{*i} , calculado na etapa de médio prazo e desagregado na etapa de curto prazo.

3.2.Planejamento energético da operação do SIN

No planejamento energético da operação do SIN, o ONS tem três principais atribuições: elaboração do Plano Anual da Operação Energética, elaboração do PMO- Programa Mensal da Operação Energética- e elaboração da Avaliação Energética Bianual.

O Plano Anual da Operação Energética abrange um horizonte de 5 anos com detalhamento em base mensal e é elaborado anualmente, podendo ser revisto a qualquer momento na ocorrência de fatos relevantes, tais como mudanças significativas na carga, na oferta de geração, na disponibilidade de combustíveis, no cronograma de obras de transmissão etc. A elaboração do plano inclui um cenário de referência e, possivelmente, cenários de sensibilidade. Dados consolidados nos estudos para elaboração do plano também são utilizados na elaboração do programa mensal, devendo ser revisados e atualizados periodicamente.

O PMO abrange um horizonte de 1 mês com etapas mensais e é realizado mensalmente, com revisões semanais. Nele são estabelecidas as diretrizes para a operação coordenada do SIN, as quais servirão de metas para a programação diária e em tempo real.

A Avaliação Energética Bianual consolida o Relatório de Avaliação Energética Bianual, o qual estuda condições de atendimento do SIN e subsidia a tomada de decisões estratégicas de médio prazo.

3.2.1. Plano Anual da Operação Energética

As etapas do processo de elaboração do Plano Anual da Operação Energética estão apresentadas na Figura 13.

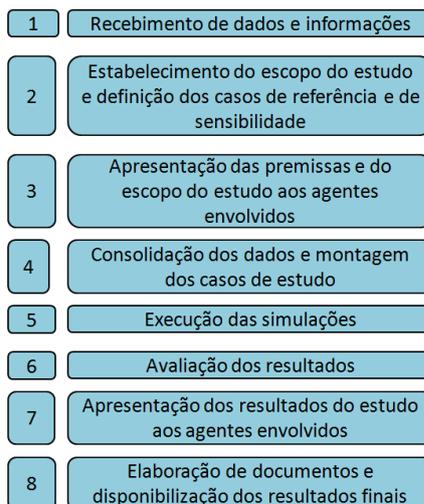


Figura 13- Etapas do processo de elaboração do Plano Anual da Operação Energética

Na etapa nº 1 do processo, o ONS tem a responsabilidade de solicitar aos agentes envolvidos as informações e os dados necessários à realização do estudo, especificando os formatos, prazos e meios para o envio das informações. Exemplos dos dados solicitados são:

- Aos agentes de geração: cronogramas de repotencialização e manutenção,
- Aos agentes de distribuição: estimativa do montante líquido mensal de energia e de demanda disponibilizado para o SIN pelo conjunto de usinas que estejam na área de concessão do agente de distribuição,
- Ao agente comercializador de Itaipu Binacional: disponibilidade de potência e de energia da UHE Itaipu para o SIN,
- Aos agentes de importação e de exportação: montantes líquidos, máximos e mínimos, mensais, disponíveis para importação ou para exportação pelo SIN.

Existem, também, dados sob responsabilidade do ONS, os quais devem ser obtidos internamente. Exemplos desses dados são:

- Armazenamentos previstos por reservatório para o início do mês de estudo,
- Volumes de espera por reservatório,
- Séries históricas de vazões naturais médias mensais,
- Restrições operativas hidráulicas de aproveitamentos,
- Dados técnicos de usinas termelétricas,
- Relações dos intercâmbios internacionais existentes,
- Previsão consolidada da carga global de energia por patamar e por subsistema,

- Limites de transmissão entre as diversas áreas elétricas do SIN,
- Valores das taxas de estudos de confiabilidade,
- Curvas de aversão ao risco.

O ONS também obtém informações com a ANEEL e a CCEE. Exemplos dessas informações são:

- Taxa de desconto a ser utilizada nos modelos para cálculo do valor presente dos custos,
- Função de custo de déficit,
- Penalidade por uso múltiplo da água,
- Cronogramas de expansão,
- Dados técnicos de novos empreendimentos,
- Custo variável unitário (CVU) das usinas termelétricas vendedoras nos Leilões de Energia.

Na etapa nº 2, o ONS estabelece o escopo do estudo, criando o caso de referência e, a seu critério, casos de sensibilidade. O caso de referência reflete as condições mais representativas da evolução do SIN no que se refere às previsões de mercado, oferta de energia e limites de transmissão para o horizonte do estudo. Os casos de sensibilidade podem ser criados para avaliar os impactos de certas variações sobre a condição de atendimento de carga. As variações podem ser realizadas nos seguintes fatores:

- Oferta de energia,
- Mercado de energia e de demanda,
- Expansão da transmissão,
- Número de subsistemas considerados,
- Limites de transmissão entre subsistemas,
- Custo de déficit,
- Cenários de afluências,

- Custo variável unitário (CVU) das usinas termoeletricas e disponibilidade de combustíveis.

Na etapa nº 3, o ONS apresenta aos agentes envolvidos as premissas e o escopo do estudo. Nesse momento, os agentes podem propor alterações no escopo e sugerir novos casos de sensibilidade. O ONS tem a responsabilidade de analisar as propostas e adotá-las, ou não, sempre justificando seus motivos.

Na etapa nº 4, o ONS consolida as informações recebidas e as informações obtidas internamente, incorporando os dados às ferramentas computacionais que serão utilizadas na execução das simulações. Os dados consolidados são disponibilizados, preliminarmente, aos agentes envolvidos, os quais têm a responsabilidade de analisá-los e informar eventuais inconsistências.

Na etapa nº 5 o ONS executa as simulações para o planejamento anual da operação energética. A definição das estratégias de operação é realizada por meio de modelos de otimização hidrotérmica e a simulação da operação do sistema deve ser realizada por meio de modelagens por sistema equivalente e a usinas individualizadas. Os modelos utilizados são Newave e Decomp. As simulações devem ser realizadas com emprego de séries históricas e séries sintéticas de aflúncias.

Na etapa nº6, o ONS realiza a análise dos resultados das simulações. É possível avaliar as condições de atendimento ao mercado de energia pela análise dos riscos de não atendimento à carga de energia, valores esperados de déficit de energia, estimativas de geração térmica, estimativas de intercâmbios entre regiões, estimativas de evolução de custos marginais de operação, estimativas de custo total de operação, evolução dos níveis de armazenamento do sistema etc. Também é possível avaliar a necessidade de capacidade instalada adicional e de adequação do cronograma de manutenção de unidades geradoras, a fim de minimizar os riscos ao atendimento da carga de ponta do SIN.

Nas etapas 7 e 8, o ONS apresenta os resultados e, antes de elaborar o relatório oficial do Plano Anual da Operação Energética, se reúne com os agentes envolvidos para um diálogo sobre os resultados a serem incorporados ao documento oficial.

Percebe-se que a elaboração do Plano Anual da Operação Energética, pelo ONS, acontece com participação ativa dos agentes envolvidos, os quais têm obrigações e direitos,

para garantir a execução correta e a transparência de todas as etapas do estudo. Anualmente, são fornecidas avaliações das condições de atendimento ao SIN para um horizonte de 5 anos a frente, servindo de instrumento para o planejamento da operação do sistema, bem como para a boa comunicação do ONS com os agentes, a ANEEL e a sociedade em geral.

3.2.2. Programa Mensal da Operação Energética

A Figura 14 apresenta as etapas do processo de programação mensal da operação energética realizado pelo ONS. O PMO tem horizonte mensal com etapas semanais. Cada semana começa às 00h:00min de um sábado e termina às 24h:00min da sexta-feira subsequente. As semanas devem abranger todos os dias do mês a que se refere o estudo, podendo também incluir dias dos meses adjacentes.

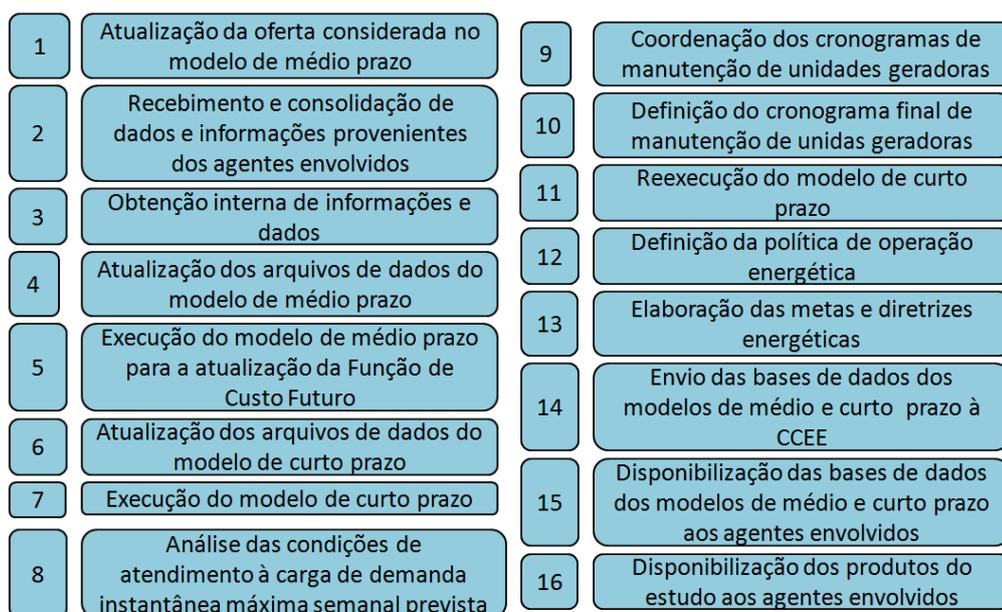


Figura 14- Etapas do processo de programação mensal da operação energética

Os dados necessários para a realização do PMO pelo ONS são obtidos internamente pelo próprio e externamente pelos agentes. Sendo assim, os agentes devem enviar os dados sob sua responsabilidade, pelo meio, formato e prazo estabelecidos pelo ONS, o qual consolida os dados e monta os arquivos preliminares de entrada dos modelos. Todos os agentes têm, então, a responsabilidade de conferência dos arquivos preliminares, tanto no PMO quanto nas suas revisões semanais.

Para a montagem dos arquivos de entrada do modelo de médio prazo, o ONS obtém com a ANEEL as informações sobre a situação dos novos empreendimentos de geração do SIN, incluindo cronograma de enchimento de volume morto. Internamente, disponibiliza as informações de armazenamentos previstos dos reservatórios para 00h:00min do primeiro dia da primeira semana do estudo, as disponibilidades das usinas hidrelétricas e termelétricas, o cronograma de manutenção das usinas hidrelétricas para o mês de estudo, suprimentos previstos para a ANDE- Administración Nacional de Eletricidad- e o consumo interno de energia do setor de 50 Hz da UHE Itaipu. Entre outros, alguns dos dados obtidos internamente pelo ONS são:

- Reserva de potência operativa indicada a cada subsistema,
- Carga ativa global mensal de energia, por patamar de carga e por subsistema,
- Duração dos patamares de carga,
- Limites elétricos de transmissão entre subsistemas,
- Desligamentos no sistema de transmissão, programados para o período de estudo, que imponham limitações de geração,
- Previsões de vazões naturais e energias naturais afluentes,
- Vazões naturais e energias naturais afluentes verificadas,
- Curvas de aversão ao risco,
- CVU das usinas termelétricas vendedoras nos Leilões de Energia.

Com os arquivos de dados de entrada do modelo de médio prazo prontos, esse é executado e a Função de Custo Futuro atualizada para utilização no modelo de curto prazo. A Função de Custo Futuro calculada pelo modelo de médio prazo é utilizada pelo PMO (etapa de planejamento de curto prazo) devido à integração entre os horizontes de planejamento. Após a consolidação dos arquivos preliminares de entrada do modelo de curto prazo, esse também é executado, para definição dos valores de despacho de geração das usinas hidráulicas e termelétricas, intercâmbio entre subsistemas e evolução dos armazenamentos de cada reservatório.

É feita, então, a análise das condições de atendimento à carga de demanda instantânea máxima semanal prevista. De acordo com essa análise, é indicada aos agentes de geração envolvidos a necessidade de realocação ou de cancelamento de manutenção de unidades geradoras hidráulicas e/ou térmicas. Logo, obtém-se a definição final do cronograma de manutenção das unidades geradoras e se reexecuta o modelo de curto prazo para a definição

da política de operação energética do mês em estudo. A partir desses resultados, são elaboradas as metas e diretrizes energéticas a serem enviadas às equipes de programação diária e operação em tempo real, as quais devem viabilizar o cumprimento da política energética definida no PMO.

Como forma de análise das condições de atendimento energético, é adotada uma Curva de Aversão ao Risco (CAR) por subsistema. A CAR representa a evolução, ao longo do tempo, dos requisitos de armazenamento mínimo de energia, necessários ao atendimento da carga. Ou seja, para garantir atendimento do mercado e assegurar capacidade de recuperação dos reservatórios do sistema, os níveis de armazenamento dos subsistemas devem sempre ser superiores a CAR.

No médio prazo, a CAR é interna ao modelo computacional utilizado, já ao modelo de curto prazo, ela é externa. O objetivo do uso desse mecanismo é assegurar que o armazenamento dos reservatórios equivalentes por subsistema, previsto pelos modelos para o período de estudo, seja maior do que a CAR.

Finalmente, o ONS envia a base de dados de entrada dos modelos de médio e curto prazo à CCEE e a disponibiliza aos agentes juntamente com os produtos do estudo.

3.2.3. Avaliação Energética Bianual

O produto da avaliação energética bianual é o Relatório de Avaliação Energética Bianual, o qual tem como destinatários o CMSE e os agentes do setor. Esse estudo é realizado pelo ONS, com horizonte de análise definido no escopo do estudo, na ocorrência de fatos relevantes que justifiquem sua elaboração. A base utilizada para o estudo é o PMO mais recente. Os modelos utilizados no estudo são Newave e Decomp. Os resultados divulgados pelo ONS para o CMSE e os agentes incluem:

- Premissas e horizonte do estudo,
- Evolução dos armazenamentos dos principais reservatórios do SIN,
- Evolução dos reservatórios dos subsistemas,
- Probabilidades de violação da CAR, quando pertinente,
- Probabilidades de vertimento dos principais reservatórios,
- Estimativas de geração térmica,

- Estimativas de intercâmbio inter-regionais,
- Ações operativas e/ou estratégicas necessárias para garantir a segurança eletroenergética do suprimento.

4. Modelos Newave e Decomp

Newave- Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes- é o modelo utilizado no planejamento da operação de médio prazo. É baseado em Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), e utiliza um modelo autoregressivo mensal de ordem p de energias afluentes [10]. O fluxograma básico do modelo Newave está representado na Figura 15.

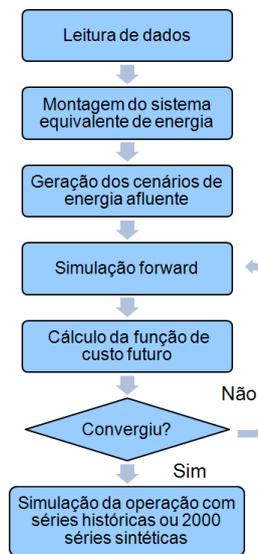


Figura 15- Fluxograma do modelo Newave

O Newave inicia a sua execução pela leitura de dados e montagem do sistema equivalente de energia. Posteriormente, são gerados os cenários de energias afluentes que serão utilizados na obtenção da estratégia de operação, ou seja, na construção da função de custo futuro. Com isso feito, é possível simular a operação do sistema interligado, tanto a partir da série histórica de afluências, quanto a partir de 2000 séries sintéticas.

Decomp- Determinação da Coordenação da Operação a Curto Prazo- é o modelo utilizado no planejamento da operação a curto prazo. É baseado em Programação Linear, com otimização de grande porte, multiperíodo e estocástica. Tem acoplamento com o Newave, considerando que os custos futuros do fim do horizonte de planejamento do curto prazo são obtidos desse modelo [11]. O fluxograma básico do modelo Decomp está representado na Figura 16.

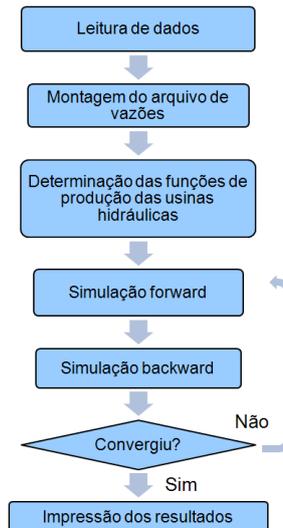


Figura 16- Fluxograma do modelo Decomp

O modelo Decomp inicia sua execução pela leitura de dados e montagem do arquivo de vazões. Em seguida, são calculadas as funções de produção de todas as usinas hidráulicas do sistema, as quais serão utilizadas no processo iterativo de simulações forward e backward. Após a convergência do modelo, esse imprime seus resultados e gera seus arquivos de saída.

4.1. Modelo Newave

4.1.1. O Sistema Equivalente de Energia

O sistema equivalente de energia é uma simplificação adotada pelo modelo Newave, na qual todos os reservatórios de cada região são agregados em um único reservatório equivalente de energia. No caso do sistema brasileiro, existem 4 subsistemas, logo, 4 reservatórios equivalentes: SE/CO, SUL, NE e N. As suas representações em forma de energia são dadas pelos seguintes parâmetros:

- Energia Armazenada- é a energia gerada ao se deplecionar paralelamente os reservatórios de um subsistema, entre o estado inicial e o estado final, sem considerar novas afluências.
- Energia Afluente Controlável- é a energia correspondente à vazão que aflui a todas as usinas com reservatório da região.
- Energia a Fio D'água- é a energia correspondente à vazão que aflui a todas as usinas a fio d'água da região.

- Energia Natural Afluente- é a soma da energia afluente controlável com a energia a fio d'água.
- Energia de Vazão Mínima- é a energia correspondente à restrição hidráulica de descarga mínima obrigatória de usinas com reservatório.
- Energia Desviada- é a energia correspondente às aflúências necessárias à retirada ou adição de água de uma usina hidroelétrica com ou sem reservatório.
- Energia Evaporada- é a energia correspondente à evaporação de água em usinas hidrelétricas com reservatório.

4.2. Modelo Decomp

4.3. Cálculo das Funções de Produção

A produção de energia elétrica em uma usina hidráulica é baseada na transformação da energia potencial da água em energia mecânica no eixo de uma turbina, a qual transmite a energia ao eixo de um gerador de energia elétrica. Logo, a produtividade de uma usina hidráulica é função da altura de queda da água (do nível de armazenamento do reservatório) e das vazões turbinada e vertida. Baseando-se nas relações físicas existentes, é possível calcular funções de produção para cada usina hidráulica. Essas funções representam o quanto de água será necessário para produzir certa quantidade de energia elétrica, e são fundamentais para a resolução dos subproblemas de operação do modelo Decomp. Isso, pois, enquanto que o modelo Newave utiliza a representação por subsistemas equivalentes, o modelo Decomp representa cada usina do sistema individualmente.

4.4. Modelos Newave e Decomp

4.4.1. Geração dos Cenários de Energia Afluente

No Brasil existe a série histórica, registro consolidado de aflúências observadas no passado, de 1931 a 2009 (até o momento de elaboração desse trabalho). Contudo, somente esse cenário (sequência) de aflúências não é suficiente para uma simulação estocástica na qual se deseja reduzir incertezas. Por isso, faz-se necessária a modelagem probabilística

de afluições, através da construção de séries sintéticas, que por mais que sejam diferentes da série histórica, são igualmente prováveis a ela. Para isso, são capturados os seguintes índices estatísticos da série de 1931 a 2009:

- Média,
- Desvio Padrão,
- Correlação Temporal e
- Correlação Espacial.

Assim, é possível buscar um modelo estatístico que se ajuste ao comportamento da série histórica. Esse modelo é conhecido como PAR(p), autoregressivo periódico de ordem p, a partir do qual é possível gerar séries sintéticas que representam a série histórica [10]. O caráter periódico do modelo é devido ao fato de o planejamento da operação de médio prazo do sistema brasileiro ter discretização mensal, e o processo de afluições mensais é marcado pela sazonalidade (características que se repetem dentro de um ano). Logo, cada mês tem um valor diferente do parâmetro p, o qual representa até onde no passado as afluições do determinado mês dependem das afluições dos meses anteriores.

4.4.2. Simulação Forward

Na simulação forward são utilizados três conjuntos de dados importantes: as diversas sequências de energias afluentes geradas pelo modelo PAR(p), as energias armazenadas ao início de cada estágio e uma aproximação da função de custo futuro para cada estágio. Assim, com essas informações, é possível resolver o subproblema de operação de cada estágio do horizonte. Ou seja, é realizada a minimização do custo total de operação (custo imediato + custo futuro) sujeita às restrições de balanço de carga, balanço hídrico, cortes de benders (será explicado posteriormente nesse trabalho) e às demais restrições do sistema, resultando no cálculo dos estados do sistema do início ao fim do horizonte de planejamento, nesse sentido.

O modelo Decomp utiliza árvore completa, ou seja, cada hipótese de afluição se ramifica, sucessivamente, a cada etapa. O estado para o modelo Decomp é, simplesmente, o nível de armazenamento. Já o modelo Newave, utiliza árvore incompleta, ou seja, cada hipótese de afluição se ramifica apenas a partir do início do horizonte. O estado para o modelo Newave é a combinação do nível de armazenamento com a afluição passada [12].

4.4.2.1. Exemplo 1

Considere um horizonte de planejamento de dois meses, três sequências de afluições, o estado inicial do sistema conhecido e informações sobre a função de custo futuro.

Modelo Decomp – No estágio 0, quando há apenas um estado, se resolve o subproblema de operação considerando as três sequências de afluições. Logo, no estágio 1 há três estados. Para cada estado do estágio 1, se resolve o subproblema da operação considerando, novamente, as três sequências de afluições. Logo, no estágio 2, o último do horizonte de planejamento, há nove estados. Essa dinâmica está representada na Figura 17.

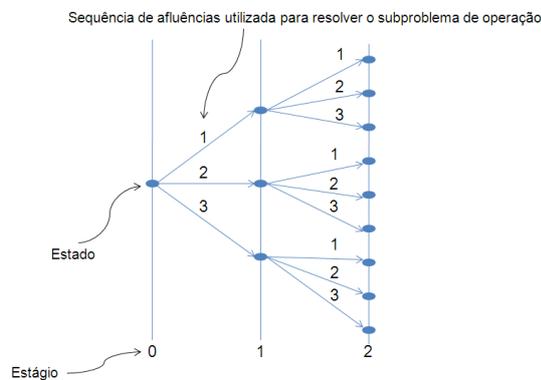


Figura 17- Exemplo de simulação forward para o modelo Decomp

Modelo Newave- No estágio 0, quando há apenas um estado, se resolve o subproblema de operação considerando as três sequências de afluições. Logo, no estágio 1 há três estados. Contudo, a partir desse estágio as hipóteses não se ramificam, ou seja, para cada um dos três estados do estágio 1, somente uma hipótese será seguida. Logo, no estágio 2, último do horizonte de planejamento, há três estados, marcados em vermelho na Figura 18.

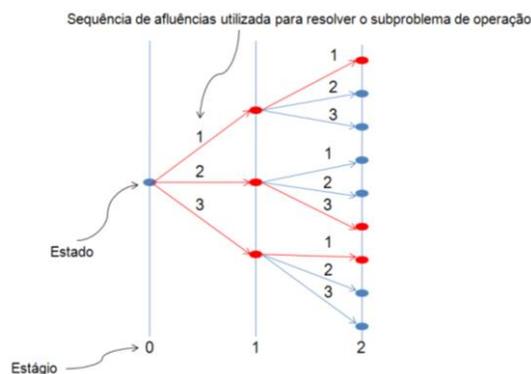


Figura 18- Exemplo de simulação forward para o modelo Newave

4.4.3. Simulação Backward

Para cada um dos estados determinados na simulação forward, é possível calcular os seus valores esperados de custo futuro e sua taxa de variação (derivada, valor da água). Isso é feito partindo do final do horizonte e chegando ao seu estágio inicial.

O modelo Decomp calcula o custo futuro para cada estado determinado na simulação forward a partir da média dos custos futuros calculados para cada hipótese de ramificação. Já o modelo Newave, calcula o custo futuro para cada estado sorteando algumas hipóteses adicionais de afluições, já que na simulação forward é utilizada apenas uma hipótese partindo de cada estado. Essas hipóteses que são sorteadas para a simulação backward do modelo Newave são chamadas de aberturas. No PMO, o modelo Newave tem 200 cenários para simulação forward e 20 aberturas para o cálculo do custo futuro de cada estágio.

4.4.3.1. Exemplo 2

Considere a simulação forward realizada no Exemplo 1.

Modelo Decomp- Para o estado marcado em vermelho na Figura 19, existem três ramificações, cada uma chegando a um diferente estado no estágio seguinte. Para cada um desses estados existe um custo **total** de operação, o qual é o custo **futuro** de operação para o estado marcado, devido a cada uma das ramificações. Logo, o custo **futuro** de operação para o estado marcado será a média dos custos totais associados aos estados que resultaram de cada ramificação. Fica claro o motivo de uso de simulação backward, já que, para calcular o custo **futuro** de operação do estado marcado, é necessário o conhecimento do custo **total** de operação dos estados do estágio seguinte.

Com o valor calculado do custo futuro de operação e sua derivada para o estado marcado, é possível traçar uma reta no plano (Custo Futuro X Armazenamento final), como mostra a Figura 20.

Nas Figuras 19 e 20, CT1, CT2 e CT3 significam, respectivamente, o custo total do estado do estágio 1 que foi atingido pela ramificação 1, 2 e 3. CF significa custo futuro.

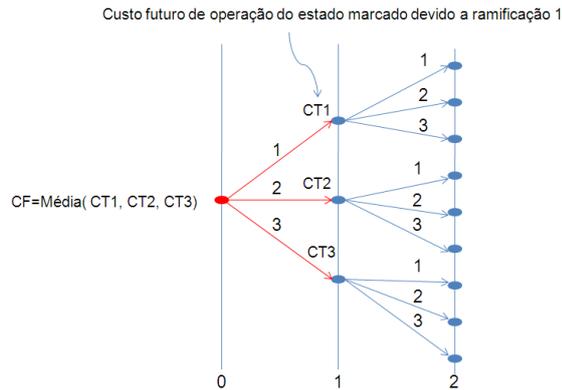


Figura 19- Exemplo de simulação backward para o modelo Decomp

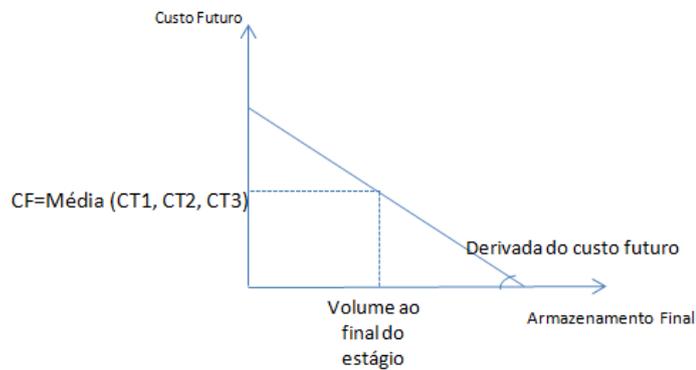


Figura 20- Exemplo de simulação backward para o modelo Decomp

Modelo Newave- Para o estado marcado em preto na Figura 21, existe apenas uma hipótese de afluência, levando a apenas um estado no estágio seguinte. Logo, são necessárias as aberturas para o cálculo do custo futuro do estado marcado. Nesse exemplo, consideram-se duas aberturas, a partir das quais se atingem dois estados no estágio 2, os quais têm seus custos **totais** calculados. Dessa maneira, o custo **futuro** do estado marcado é a média do custo total calculado considerando cada uma das aberturas.

Na Figura 21, CTA1 e CTA2 significam, respectivamente, o custo total do estado do estágio 2 que foi atingido devido as ramificações 1 e 2.

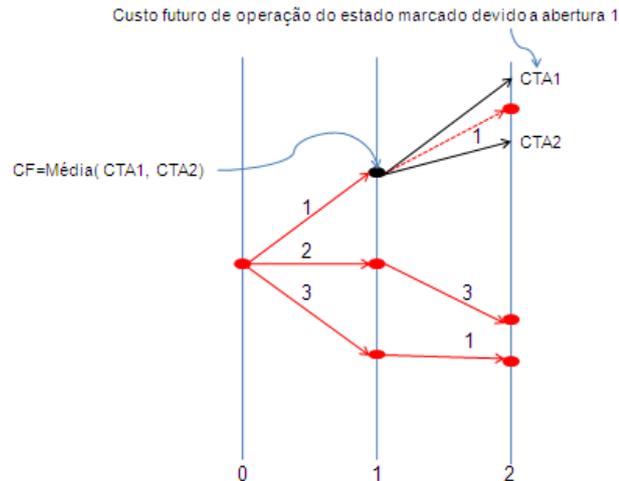


Figura 21- Exemplo de simulação backward para o modelo Newave

4.4.4. Processo Iterativo

Após a realização de uma simulação backward, a função de custo futuro está atualizada e é possível realizar uma nova simulação forward, mais precisa. Isso sendo feito, uma nova simulação backward também deve ser realizada, com o cálculo do custo futuro e sua taxa de variação, para os novos estados determinados na nova simulação forward. Assim, é possível atualizar, mais uma vez, a função de custo futuro. Finalmente, resta saber quando deve ser interrompido o processo iterativo.

4.4.5. Cortes de Benders

Cada vez que, na simulação backward, são calculados os custos futuros e as derivadas dos custos futuros, para cada estado determinado na simulação forward, são feitos “cortes” que ajudam a desenhar a FCF. Para o modelo Decomp, na Figura 22 está apresentado um caso com três simulações forward, cada uma levando a um estado diferente para o estágio considerado. Como resultados das simulações backward, são calculados os custos futuros e suas derivadas para cada um dos três estados, gerando as retas que vão, a cada iteração, tornando a FCF mais “refinada”. Cada reta é definida pelo ponto (*Armfinal, Custo Futuro*)

e a derivada do custo futuro, como foi visto na Figura 20. A envoltória dessas retas (marcada em vermelho) vai definir, no final do processo, a forma da função de custo futuro.

Nas figuras 22 e 23, SF significa simulação forward.

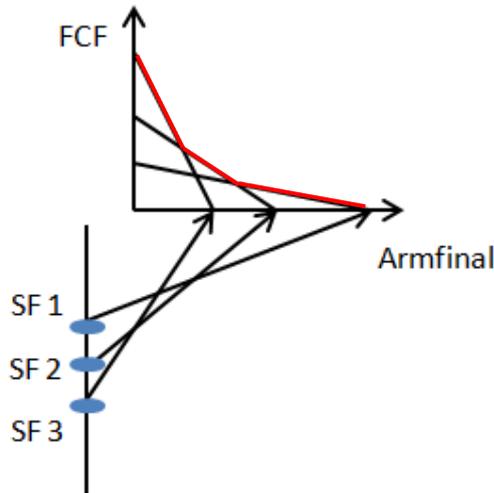


Figura 22- Cortes de Benders para o modelo Decomp

Para o modelo Newave, como já foi visto anteriormente, o estado não é somente o volume armazenado, ele também inclui a afluência passada. Logo, o custo futuro é dependente dessas duas variáveis e, ao invés de retas, os cortes passam a ser planos, como mostra a Figura 23

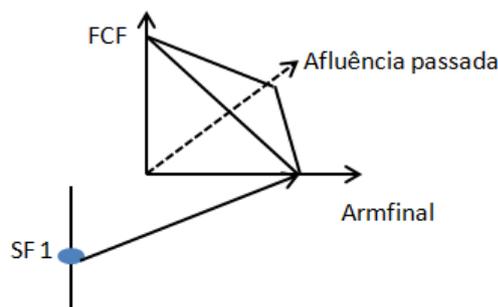


Figura 23- Cortes de Benders para o modelo Newave

4.4.6. Critérios de Convergência

Na primeira simulação forward não há informação sobre a função de custo futuro, logo, o **custo futuro estimado** no início do período de planejamento será nulo. Isso leva a decisões muito ruins na simulação forward. Portanto, com decisões ruins sendo feitas, o **custo médio simulado** da operação dos estágios do horizonte de planejamento será muito elevado. Na

primeira simulação backward, é feita a primeira aproximação da função de custo futuro, que será utilizada na segunda simulação forward, a qual, não mais considerará o **custo futuro estimado** nulo, e tomará melhores decisões. Assim, a cada realização de uma simulação forward, será utilizada uma função de custo futuro mais bem definida, e o cálculo do **custo médio simulado** diminuirá. Por contrapartida, a função de custo futuro mais bem definida, calculada nas simulações backward, leva a um **custo futuro estimado** no início do horizonte de planejamento cada vez maior. Esse processo pode ser visualizado esquematicamente na Figura 24.

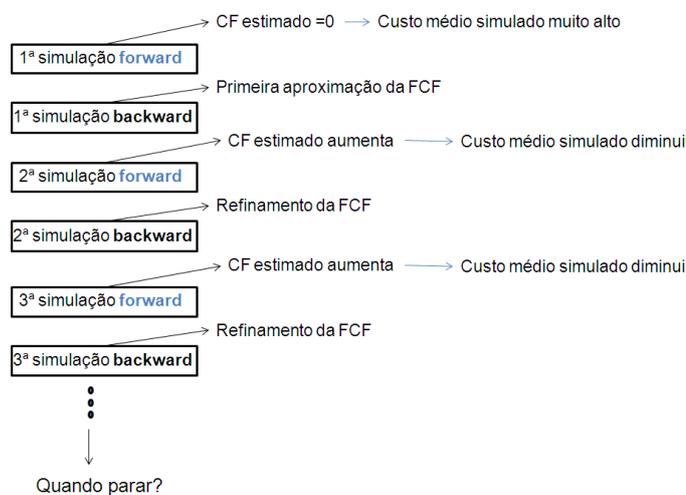


Figura 24- Processo iterativo

Para o modelo Decomp, o qual utiliza árvore completa, espera-se que o **custo futuro estimado** e o **custo médio simulado** se igualem. Adotando a nomenclatura utilizada pelos modelos, define-se: ZINF – Custo futuro estimado e ZSUP- Custo médio simulado. O critério de parada do modelo Decomp está definido na equação (19).

$$\frac{Z_{SUP} - Z_{INF}}{Z_{SUP}} \leq 0,001\% \quad (19)$$

Já no modelo Newave, como as hipóteses utilizadas nas simulações forward são diferentes das aberturas utilizadas nas simulações backwards, é necessário definir um critério de parada diferente. A convergência é verificada por critérios que avaliam a estabilidade de ZINF e a

relação entre ZINF e o intervalo de segurança de ZSUP. Então, são definidas três condições, as quais devem ser atendidas simultaneamente para que o processo iterativo termine:

- O valor calculado de ZSUP para a última iteração deve ser o menor até o momento.
- Obtenção de três iterações consecutivas nas quais o valor calculado de ZINF tenha variação relativa ao valor calculado na iteração anterior menor que 0,2%.
- A variação relativa de ZSUP (ΔZ_{SUP}) deve ser igual a 10% e a equação (20) deve ser atendida:

$$Z_{INF} \geq L_{INF} - (\Delta Z_{SUP} \times Z_{SUP}) \quad (20)$$

Sendo LINF o limite inferior do intervalo de confiança de ZSUP, o qual é de 95%.

4.4.7. Horizontes de Estudo

O modelo Decomp tem o horizonte de planejamento de até um ano, discretizado em etapas mensais, sendo que o primeiro mês pode ser discretizado em estágios semanais. O modelo Newave tem o horizonte de planejamento de até 20 anos, com discretização mensal. No PMO, o modelo é rodado com horizonte de cinco anos, com um período pós estudo de mais cinco anos. O acoplamento entre os modelos ocorre ao final do período de planejamento do modelo Decomp. Assim, o cálculo do custo futuro para os estados ao final do horizonte do modelo Decomp é obtido a partir da função de custo futuro calculada pelo modelo Newave. Por exemplo, no PMO, o horizonte de estudo do Decomp é de dois meses. Sendo o primeiro mês discretizado em etapas semanais e com a consideração de que as afluências são conhecidas (mês determinístico). Já o segundo mês, não é discretizado em semanas e é probabilístico. Para esse caso, a Figura 25 esquematiza a ideia do acoplamento entre os modelos.

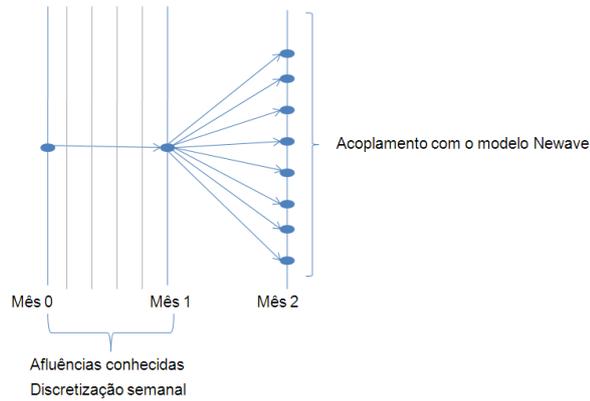


Figura 25- Estrutura dos modelos no PMO

No acoplamento entre os modelos, é necessário que, ao final do segundo mês, sejam conhecidos os armazenamentos finais de todos os reservatórios e as energias afluentes, em cada subsistema, verificadas nos p meses (fator calculado pelo $PAR(p)$ para cada subsistema) que antecedem o estágio de acoplamento.

4.5.Comparação entre os modelos

Na Tabela 1 apresentam-se algumas das diferenças básicas entre os modelos Newave e Decomp.

Tabela 1- Diferenças básicas entre os modelos

Newave	Decomp
Horizonte de médio prazo	Horizonte de curto prazo
Representação por sistemas equivalentes de energia	Representação individualizada por usina
Adoção de árvore incompleta	Adoção de árvore completa
Estado é a combinação de afluência passada e nível de armazenamento	Estado é o nível de armazenamento

5. Critérios de Segurança N-1 e N-2

No planejamento da operação energética são definidos os níveis de geração térmica, geração hidráulica e os fluxos de energia entre os subsistemas. Esse ponto de operação para o sistema deve atender a critérios pré-determinados de segurança, qualidade e continuidade. Um dos critérios mais utilizados em todo o mundo é o chamado N-1, no qual o sistema é planejado para suportar qualquer perda simples de linha de transmissão (contingência simples) sem corte de carga. No Brasil, o ONS adota o critério de segurança N-1 em todo o SIN, com a exceção de:

- Saída de linhas de transmissão de circuito duplo,
- Saídas simultâneas de linhas de circuito simples que compartilhem a mesma faixa de passagem,
- Saídas simultâneas de linhas de circuito simples que atravessem regiões onde há ocorrência de fenômenos naturais e/ou queimadas que possam atingi-las.

Essas contingências são consideradas no planejamento quando apresentam evidência estatística de ocorrência e/ou nível de consequência inadmissível ao SIN (instabilidade de potência, frequência ou tensão em uma região geográfica; alto nível de interrupção de carga, grande abrangência de interrupção e possibilidade de danos a equipamentos).

A utilização de critério de segurança N-1 na operação do sistema significa que, na ocorrência de uma contingência simples, não haverá corte de carga. Com critério N-2, o sistema sobrevive a contingências duplas sem corte de carga. Com critério N-3, o sistema sobrevive a contingências triplas sem cortes de carga. Ou seja, quanto maior for o critério (N-2, N-3, N-4 etc), maior é a segurança do sistema.

Por exemplo, considere que as três linhas de transmissão da Figura 26 são idênticas, pertencentes a um sistema maior, e que a capacidade máxima de cada uma é 25MW. Considere agora, dois casos: as três linhas com carregamento igual de 25 MW cada (Figura 27) e as três linhas com carregamento igual de 16,66 MW cada (Figura 28). No primeiro caso, na ocorrência de uma contingência simples, as duas linhas restantes não seriam capazes de assumir a potência que passava pela linha 1. Assim, se o sistema como um todo não conseguir suportar a perda de parte da energia que antes passava entre as barras 1 e 2 sem corte de

carga, este não estará atendendo ao critério N-1. Já no segundo caso, as duas linhas restantes seriam capazes de assumir a potência da linha que sofreu a contingência, assim, a potência total que passava entre as barras 1 e 2 não muda, e o sistema está atendendo ao critério N-1.

Logo, com adoção de critério de segurança N-1, a potência que passa da barra 1 para a barra 2 fica limitada ao valor que as duas linhas restantes podem transmitir e a quanto o sistema como um todo “aguenta” sem levar a corte de carga. Com critério N-2, a potência que passa entre as barras fica ainda mais limitada, pois o sistema deve ser capaz de suportar a perda de duas linhas.

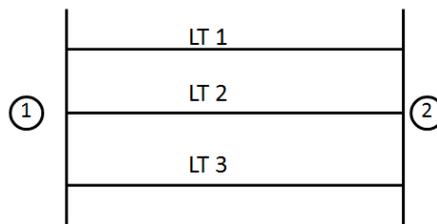


Figura 26- Exemplo 1

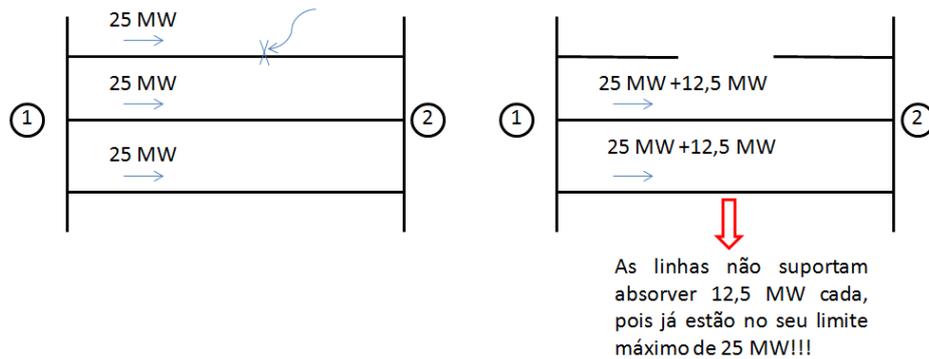


Figura 27- Exemplo 1

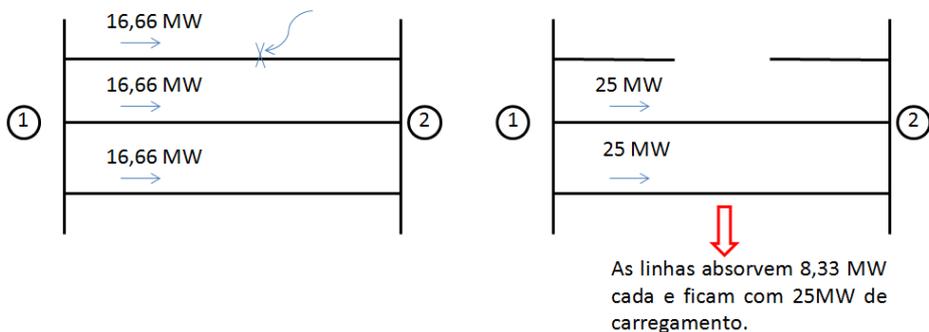


Figura 28- Exemplo 1

O exemplo anterior mostra que quanto mais segura for a operação do sistema, maior é a restrição à passagem de potência nos ramos de transmissão. Assim, se tratando de planejamento energético, o intercâmbio de energia entre os subsistemas fica quão mais limitado, quanto mais segura for a operação do sistema.

Na prática adotada no Brasil, a representação desses critérios de segurança nos modelos de otimização hidrotérmica é dada pelos limites de intercâmbio entre os subsistemas e em limites máximos de geração de usinas hidráulicas que são ligadas ao SIN diretamente pelas interligações entre subsistemas, como é o caso de Itaipu, Serra da Mesa, Lajeado e outras.

É importante ressaltar que, nesse trabalho, quando se disser “critério N-1” ou “critério N-2”, não se tratará de contingências, e sim de restrições em limites máximos de intercâmbio de energia.

Por exemplo:

Atualmente, por decisão do CMSE, o ONS vem operando o SIN com critério de segurança N-2 no tronco de 765 kV, entre as subestações Foz do Iguaçu e Tijuco Preto. Esse tronco faz parte do sistema Itaipu e é passagem de parte da energia produzida nessa usina. Logo, com a adoção do critério N-2, a geração de Itaipu fica mais limitada em seu valor máximo do que com a adoção de critério N-1. Isso, pois com critério N-2, a energia total máxima que pode ser “escoada” pelas linhas de transmissão é mais restrita do que com critério N-1.

Existem, também, outros critérios, elétricos e energéticos, utilizados para a coordenação e programação da operação do SIN. A CAR, já mencionada no item 3.2.2, representa um critério energético, determinando os níveis mínimos admissíveis de armazenamento dos reservatórios para que seja realizada uma operação segura, contínua e com qualidade.

Outro critério utilizado é de reserva de potência operativa, a qual é um insumo fundamental para a manutenção da segurança operacional elétrica. A reserva de potência operativa deve ser quantificada e alocada, a partir de estudos, de modo a minimizar riscos de não atendimento a carga e garantir a operação eficaz do CAG- Controle Automático de Geração.

6. Fundamentos Práticos

Nesse trabalho serão estudados três casos de planejamento da operação energética de curto prazo do SIN- Sistema Interligado Nacional. Em todos os casos será realizada análise de sensibilidade entre o uso de dois critérios de segurança, N-1 e N-2. Os estudos serão executados nos modelos Newave e Decomp, e será utilizado como base o PMO de maio de 2011.

6.1. Decks dos Modelos Newave e Decomp do PMO de Maio de 2011

Cabe enfatizar, que a cada PMO é construído um *deck* para o Newave e quantos *decks* quanto forem o número de semanas operativas do mês em questão, para o Decomp.

Os *decks* do Decomp analisados nesse trabalho são da primeira semana de maio de 2011, revisão 0. Primeiramente, comparam-se os *decks* de entrada do modelo Newave e, posteriormente, do modelo Decomp. Todas as comparações aqui feitas serão somente sobre as discrepâncias geradas pelo uso de diferentes critérios de segurança, N-1 no *deck* da CCEE e N-2 no *deck* do ONS. Ambos ONS e CCEE disponibilizam seus *decks* de entrada para os modelos, sendo esses as fontes dos dados aqui utilizados.

Cabe ressaltar, mais uma vez, o significado da nomenclatura “caso N-1” e “caso N-2”. O primeiro se refere aos casos nos quais se adota critério de segurança N-1 em todo o sistema. Já o segundo, refere-se aos casos nos quais se adota critério de segurança N-1 em todo o sistema, a menos dos principais ramos de transmissão.

Assim, entre os *decks* CCEE e ONS, serão comparados apenas os dados que modelam limites máximos de intercâmbio entre subsistemas e dados que modelam restrições elétricas que envolvem geração de usinas que têm seu limite máximo de geração restringido pela adoção de um critério de segurança, como foi explicado no item 5.

6.1.1. Modelo Newave

No *deck* de entrada do modelo Newave, existem diferenças em dois arquivos (SISTEMA.DAT e PATAMAR.DAT), os quais, em conjunto, modelam os limites de

intercâmbio entre subsistemas, por patamar de carga. No primeiro arquivo, as diferenças residem no bloco dos limites de intercâmbio propriamente ditos, enquanto que no segundo arquivo, as diferenças residem no bloco de profundidade dos limites de intercâmbio para cada patamar de carga. Cabe ressaltar que essas diferenças ocorrem apenas no primeiro ano do horizonte de planejamento.

6.1.1.1. Limites de Intercâmbio

As diferenças entre critérios de segurança afetam os seguintes intercâmbios:

- Limite de intercâmbio entre SE-S de Maio a Dezembro de 2011
- Limite de intercâmbio entre S-SE de Maio a Dezembro de 2011
- Limite de intercâmbio entre FC-SE de Maio a Dezembro de 2011

Na Tabela 2 estão representadas frações dos blocos de limite de intercâmbio presentes nos arquivos SISTEMA.DAT, apenas com as linhas e colunas nas quais há diferenças entre os casos N-1 e N-2.

Tabela 2- Frações dos blocos de limite de intercâmbio dos arquivos SISTEMA.DAT (MWmed)

N-2	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE-S 2011	5410	5413	5410	5392	5413	5426	5431	5392
S-SE 2011	4865	4865	4865	4865	4865	4866	4866	4865
FC-SE 2011	3097	3095	3097	3103	3095	3090	2707	2722
N-1	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE-S 2011	6309	6308	6309	6315	6308	6304	6302	6315
S-SE 2011	5119	5120	5119	5114	5120	5123	5124	5114
FC-SE 2011	3535	3535	3535	3535	3535	3535	3154	3154

6.1.1.2. Profundidade de Limites de Intercâmbio

As diferenças entre critérios de segurança afetam as seguintes profundidades de intercâmbio:

- Profundidade de Intercâmbio médio em valor por unidade entre SE-S de Maio a Dezembro de 2011, em todos os patamares de carga.
- Profundidade de Intercâmbio médio em valor por unidade S-SE de Maio a Dezembro de 2011, em todos os patamares de carga.
- Profundidade de Intercâmbio médio em valor por unidade FC-SE de Maio a Dezembro de 2011, em todos os patamares de carga.

Na Tabela 3 estão representadas frações dos blocos das profundidades de intercâmbio médio, em valor por unidade, presentes nos arquivos PATAMAR.DAT, apenas com as linhas e colunas nas quais há diferenças entre os casos N-1 e N-2.

Tabela 3- Frações dos blocos das profundidades de intercâmbio dos arquivos PATAMAR.DAT

N-2	Patamar	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE-S 2011	1	0,9243	0,9238	0,9243	0,9273	0,9238	0,9214	0,9207	0,9273
	2	0,9243	0,9238	0,9243	0,9273	0,9238	0,9214	0,9207	0,9273
	3	1,1276	1,1270	1,1276	1,1313	1,1270	1,1241	1,1232	1,1313
S-SE 2011	1	0,9845	0,9845	0,9845	0,9846	0,9845	0,9844	0,9844	0,9846
	2	1,0010	1,0009	1,0010	1,0011	1,0009	1,0009	1,0008	1,0011
	3	1,0030	1,0030	1,0030	1,0031	1,0030	1,0029	1,0029	1,0031
FC-SE 2011	1	1,0770	1,0774	1,0770	1,0746	1,0774	1,0793	1,0911	1,0851
	2	1,0447	1,0451	1,0447	1,0424	1,0451	1,0469	1,0542	1,0483
	3	0,9155	0,9159	0,9155	0,9135	0,9159	0,9175	0,9064	0,9014
N-1	Patamar	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SE-S 2011	1	1,0461	1,0462	1,0461	1,0451	1,0462	1,0470	1,0472	1,0451
	2	1,0144	1,0145	1,0144	1,0135	1,0145	1,0152	1,0155	1,0135
	3	0,9668	0,9670	0,9668	0,9660	0,9670	0,9677	0,9679	0,9660
S-SE 2011	1	0,9358	0,9356	0,9358	0,9366	0,9356	0,9350	0,9348	0,9366
	2	0,9905	0,9903	0,9905	0,9913	0,9903	0,9896	0,9894	0,9913
	3	1,0315	1,0313	1,0315	1,0324	1,0313	1,0306	1,0304	1,0324
FC-SE 2011	1	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	2	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	3	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000

6.1.2. Modelo Decomp

No *deck* de entrada do modelo Decomp, mais especificamente no arquivo DADGER.DAT, são encontradas diferenças relativas à adoção dos diferentes critérios somente nos blocos IA, RE 110, RE 159, RE 163 e RE165.

O bloco IA informa ao modelo os limites máximos de transferência de energia entre os subsistemas, em ambos os sentidos.

O bloco RE tem a finalidade de informar ao modelo Decomp os valores mínimos e máximos das restrições elétricas, as quais, na prática, podem ser modeladas pela geração mínima e máxima de usinas térmicas e hidráulicas, por limites mínimos e máximos de energia transferida entre os subsistemas e, também, pela combinação de limites de geração nas usinas com limites de intercâmbio.

Os dados apresentados a seguir estão com o mesmo formato utilizado nos *decks* de entrada do modelo. Logo, qualquer dúvida sobre sua estrutura pode ser esclarecida por [11].

6.1.2.1. Limites de Intercâmbio (Bloco IA)

No bloco IA as diferenças entre critérios de segurança afetam os seguintes intercâmbios entre subsistemas:

- Intercâmbio Imperatriz – Sudeste (FC-SE) em todas as semanas do mês de maio, nos três patamares de carga.

- Intercâmbio Sudeste – Ivaiporã (SE-IV) em todas as semanas, nos patamares de carga pesada e média.
- Intercâmbio Ivaiporã – Sudeste (IV-SE) em todas as semanas, no patamar de carga média.
- Intercâmbio Ivaiporã – Sul (IV-S) em todas as semanas, nos patamares de carga pesada e média.

Na Tabela 4, estão representadas frações dos blocos IA, apenas com as linhas nas quais há diferenças entre os casos N-1 e N-2.

Tabela 4- Frações dos blocos IA dos arquivos DADGER.DAT(MWmed)

N-2	EST	S1	S2	PATAMAR 1		PATAMAR 2		PATAMAR 3	
				DE->PARA	PARA->DE	DE->PARA	PARA->DE	DE->PARA	PARA->DE
IA	1	SE	FC	4000	2146	4000	2346	4000	1849
IA	2	SE	FC	4000	2426	4000	2474	4000	2234
IA	3	SE	FC	4000	2603	4000	2501	4000	2288
IA	4	SE	FC	4000	2591	4000	2610	4000	2353
IA	5	SE	FC	4000	2699	4000	2832	4000	2368
IA	6	SE	FC	4000	2504	4000	2536	4000	2250
IA	1	SE	IV	3420	12152	3420	12459	4420	12835
IA	6	SE	IV	3420	12222	3420	12524	4420	12895
IA	1	IV	S	5100	5650	5100	5650	6100	5200
N-1	EST	S1	S2	PATAMAR 1		PATAMAR 2		PATAMAR 3	
				DE->PARA	PARA->DE	DE->PARA	PARA->DE	DE->PARA	PARA->DE
IA	1	SE	FC	4000	2563	4000	2827	4000	2595
IA	2	SE	FC	4000	2926	4000	3094	4000	3312
IA	3	SE	FC	4000	3091	4000	3091	4000	3381
IA	4	SE	FC	4000	3080	4000	3141	4000	3416
IA	5	SE	FC	4000	3199	4000	3466	4000	3476
IA	6	SE	FC	4000	2998	4000	3134	4000	3338
IA	1	SE	IV	4920	12152	4720	12659	4420	12835
IA	6	SE	IV	4920	12222	4720	12724	4420	12895
IA	1	IV	S	6600	5650	6400	5650	6100	5200

6.1.2.2. Limites de Geração de Itaipu (RE 110)

Na RE 110 as diferenças entre critérios de segurança afetam os seguintes limites de geração da usina de Itaipu:

- Geração máxima em todas as semanas, nos três patamares de carga

Na Tabela 5, estão representadas as RE 110 para os diferentes critérios de segurança.

Tabela 5- RE 110 dos arquivos DADGER.DAT (MWmed)

N-2	RE	EST		Patamar 1		Patamar 2		Patamar 3	
				Gmin	Gmax	Gmin	Gmax	Gmin	Gmax
RE	110	1	6						
LU	110	1		4828	12000	4521	12000	4345	11900
LU	110	6		4758	12000	4456	12000	4285	11900
FU	110	1	66		1				
N-1	RE	EST		Patamar 1		Patamar 2		Patamar 3	
				Gmin	Gmax	Gmin	Gmax	Gmin	Gmax
RE	110	1	6						
LU	110	1		4828	12600	4521	12351	4345	12175
LU	110	6		4758	12600	4456	12600	4285	12600
FU	110	1	66		1				

Devido aos diferentes limites de intercâmbio nas linhas IV-S e IV-SE com os diferentes critérios de segurança, o limite de geração máxima de Itaipu fica diferente de sua potência máxima para os dois casos. Observa-se, que com o critério N-2, o limite de geração máxima de Itaipu é menor que com o critério N-1, pois a capacidade de escoamento das linhas de transmissão se reduz com o uso do critério N-2.

6.1.2.3. Limite de Intercâmbio Imperatriz- Sudeste (RE 159)

A restrição elétrica 159 modela, fisicamente, uma restrição de intercâmbio entre as subestações Colinas e Miracema. No modelo Decomp, essa restrição é dada pelo limite de intercâmbio entre os subsistemas FC – SE, nesse sentido.

Na RE 159 as diferenças entre os critérios de segurança afetam os seguintes limites de intercâmbio entre as subestações Colinas e Miracema:

- Limites de intercâmbio em todas as semanas, e nos três patamares de carga

Na Tabela 6, estão representados as RE 159 para os diferentes critérios de segurança.

Tabela 6- RE 159 dos arquivos DADGER.DAT (MWmed)

N-2	RE	EST	Patamar 1		Patamar 2		Patamar 3	
			Gmin	Gmax	Gmin	Gmax	Gmin	Gmax
RE	159	1	6					
LU	159	1		2146		2346		1849
LU	159	2		2426		2474		2234
LU	159	3		2603		2501		2288
LU	159	4		2591		2610		2353
LU	159	5		2699		2832		2368
LU	159	6		2504		2536		2250
FI	159	1	FC	SE	1			
N-1	RE	EST	Patamar 1		Patamar 2		Patamar 3	
			Gmin	Gmax	Gmin	Gmax	Gmin	Gmax
RE	159	1	6					
LU	159	1		2563		2827		2595
LU	159	2		2926		3094		3312
LU	159	3		3091		3091		3381
LU	159	4		3080		3141		3416
LU	159	5		3199		3466		3476
LU	159	6		2998		3134		3338
FI	159	1	FC	SE	1			

Como é esperado, com o critério de segurança N-2, a restrição é maior do que com o critério N-1, isto é, menos energia pode ser transferida com o uso do critério N-2.

Observação: Os valores apresentados no bloco da restrição elétrica 159 são os mesmos apresentados para o limite de intercâmbio entre os subsistemas FC-SE no bloco IA.

6.1.2.4. Limite de Recebimento do Sudeste (RE 163)

A restrição elétrica 163 envolve as usinas de código 251, 252, 253, 257 e 261. Essas são as usinas Serra da Mesa, Cana Brava, São Salvador, Peixe Angical e Lajeado, respectivamente. Além de envolver a geração dessas usinas, a RE 163 limita a soma das gerações máximas das mesmas, com o somatório dos fluxos dos intercâmbios entre FC-SE e NE-SE, ou seja, limita o recebimento máximo do subsistema SE.

Nessa restrição, as diferenças entre critérios de segurança afetam os seguintes limites de soma da geração das usinas supracitadas com os intercâmbios FC-SE e NE-SE:

- Fluxo total máximo em todas as semanas, nos três patamares de carga

Na Tabela 7, estão representados as RE 163 para os diferentes critérios de segurança.

Tabela 7- RE 163 dos arquivos DADGER.DAT (MWmed)

N-2	RE	EST			Patamar 1		Patamar 2		Patamar 3	
					Gmin	Gmax	Gmin	Gmax	Gmin	Gmax
RE	163	1	6							
LU	163	1								
FU	163	1	252	1		4500		4252		3370
FU	163	1	253	1						
FU	163	1	251	1						
FU	163	1	261	1						
FU	163	1	257	1						
FI	163	1	FC	SE		1				
FI	163	1	SE	NE		-1				
N-1	RE	EST			Patamar 1		Patamar 2		Patamar 3	
					Gmin	Gmax	Gmin	Gmax	Gmin	Gmax
&RE	163	1	6							
&LU	163	1								
&FU	163	1	252	1		5100		4985		4579
&FU	163	1	253	1						
&FU	163	1	251	1						
&FU	163	1	261	1						
&FU	163	1	257	1						
&FI	163	1	FC	SE		1				
&FI	163	1	SE	NE		-1				

6.1.2.5. Limite de Recebimento do Sul (RE 165)

A restrição elétrica 165 representa uma restrição de intercâmbio de recebimento máximo do subsistema Sul.

Na RE 165 as diferenças entre critérios de segurança afetam os seguintes limites de intercâmbio:

- Limites de intercâmbio em todas as semanas, nos patamares de carga pesada e média

Na Tabela 8, estão representadas as RE 165 para os diferentes critérios de segurança.

Tabela 8- Blocos RE 165 dos arquivos DADGER.DAT (MWmed)

N-2	RE	EST			Patamar 1		Patamar 2		Patamar 3	
					Gmin	Gmax	Gmin	Gmax	Gmin	Gmax
RE	165	1	6							
LU	165	1			0	5100	0	5100	0	6100
FI	165	1	IV	S		1				
N-1	RE	EST			Patamar 1		Patamar 2		Patamar 3	
					Gmin	Gmax	Gmin	Gmax	Gmin	Gmax
RE	165	1	6							
LU	165	1			0	6600	0	6400	0	6100
FI	165	1	IV	S		1				

Como é esperado, com o critério de segurança N-2 o limite máximo de recebimento do Sul é menor do que com o critério N-1.

Observação: Os valores apresentados no bloco da restrição elétrica 165 são os mesmos apresentados para o limite de intercâmbio entre os subsistemas IV-S no bloco IA.

6.1.3. Condições Iniciais Do Mês De Maio De 2011

A energia armazenada por subsistema no início do mês de maio de 2011 está apresentada na Tabela 9.

Tabela 9- Energia armazenada no início do mês de Maio de 2011 (%EARM)

Subsistema	Armazenamento Inicial
SE	87,6
S	89,6
NE	89,9
N	98,7

Os resultados principais do modelo PAR(p) do Newave estão apresentados nas Tabela 10 para o SE, Tabela 11 para o S, Tabela 12 para o NE e Tabela 13 para o N.

Tabela 10- Ordem final do modelo autoregressivo para o subsistema SE

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
PRE	1	1	1	2	3	1	3	1	1	3	1	4
2011	1	1	1	2	3	1	3	1	1	3	1	4
2012	1	1	1	2	3	1	3	1	1	3	1	4
2013	1	1	1	2	3	1	3	1	1	3	1	1
2014	1	1	1	2	3	1	3	1	1	3	1	1
2015	1	1	1	2	3	1	3	3	1	3	1	1
POS	1	1	1	2	3	1	3	3	1	3	1	1

Tabela 11- Ordem final do modelo autoregressivo para o subsistema S

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
PRE	1	1	4	2	1	5	4	1	1	1	1	1
2011	1	1	4	2	1	5	4	1	1	1	1	1
2012	1	1	4	1	1	1	4	1	1	1	1	1
2013	1	1	4	1	1	1	4	1	1	1	1	1
2014	1	1	4	1	1	1	4	1	1	1	1	1
2015	1	1	4	1	1	1	4	1	1	1	1	1
POS	1	1	4	1	1	1	4	1	1	1	1	1

Tabela 12- Ordem final do modelo autoregressivo para o subsistema NE

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
PRE	5	2	1	1	1	3	2	1	3	3	2	5
2011	5	2	1	1	1	3	2	1	3	3	2	5
2012	5	2	1	1	1	3	2	1	3	3	2	5
2013	5	2	1	1	1	3	2	1	3	3	2	5
2014	5	2	1	1	1	3	2	1	3	3	2	5
2015	5	2	1	1	1	3	2	1	3	3	2	5
POS	5	2	1	1	1	3	2	1	3	3	2	5

Tabela 13- Ordem final do modelo autoregressivo para o subsistema N

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
PRE	1	4	1	1	2	1	3	2	5	6	4	1
2011	1	4	1	1	2	1	3	2	5	6	4	1
2012	1	4	1	1	2	1	3	2	3	6	4	1
2013	1	4	1	1	2	1	3	2	4	6	4	1
2014	1	4	1	1	2	1	3	2	4	6	4	1
2015	1	4	1	1	2	1	3	4	4	1	4	6
POS	1	4	1	1	2	1	3	4	4	1	4	6

Os resultados mostram ordem 3 para mês de maio de 2011 no subsistema SE. Isso significa que, para esse mês e subsistema, o modelo utiliza as afluições passadas dos meses de Fevereiro, Março e Abril de 2011 na formação das séries sintéticas.

É preciso informar ao Newave a afluição passada ao mês de estudo. Isso é feito através do arquivo EAFPAST, que contém a Energia Natural Afluente (vazão convertida em energia) ocorrida nos subsistemas, nos últimos 12 meses que antecedem o estudo.

A entrada do modelo Newave no arquivo EAFPAST.DAT está apresentada em MWmed na Tabela 14 e em % MLT – Média Longo Termo- na Tabela 15. A MLT é a média mensal, por subsistema, das vazões naturais afluentes históricas do período entre 1931 e 2009 (em maio de 2011 o ano de 2010 ainda não havia sido consolidado no histórico).

Tabela 14- Energias afluentes passadas ao mês de maio de 2011 (MWmed)

Subsistema	jan/11	fev/11	mar/11	abr/11	mai/11	jun/10	jul/10	ago/10	set/10	out/10	nov/10	dez/10
Sudeste	76299	48857	85895	54447	28879	23512	20596	15861	13652	21845	28943	43993
Sul	11774	20192	12422	10849	21517	9775	10361	8903	6549	6545	5401	15980
Nordeste	13143	9113	11104	15133	3614	3110	2586	2113	1817	2217	5209	8832
Norte	7490	11237	16458	15750	5733	2647	1536	1082	834	1060	1921	3881

Tabela 15- Energias afluentes passadas ao mês de maio de 2011 (%MLT)

Subsistema	jan/11	fev/11	mar/11	abr/11	mai/11	jun/10	jul/10	ago/10	set/10	out/10	nov/10	dez/10
Sudeste	138,77	83,96	159,50	134,30	98,05	93,92	98,57	90,19	77,43	103,69	107,41	107,94
Sul	177,72	262,81	192,29	180,04	267,76	105,64	101,95	93,43	57,76	51,36	60,01	230,66
Nordeste	91,90	60,23	73,13	124,03	48,48	63,56	64,09	60,03	57,70	64,24	92,54	85,90
Norte	90,13	99,76	124,49	119,06	66,20	64,66	65,03	64,98	63,42	72,21	79,84	82,17

6.2.Proposta Inicial

O PMO de maio de 2011 foi realizado considerando-se critério de segurança N-2. A proposta inicial é a análise de sensibilidade entre os resultados do PMO oficial e do *deck* do ONS modificado, passando a utilizar critério de segurança N-1. No Newave serão analisados

os resultados de custo total de operação das séries simuladas (2000 séries sintéticas), com valor esperado total e o correspondente desvio padrão, e as médias de risco anual de déficit e expectativa de energia não suprida. No Decomp serão analisados os valores de custo total de operação e valor esperado de custo futuro, intercâmbio entre subsistemas, CMO- Custo Marginal de Operação-, geração de Itaipu, geração total dos subsistemas e geração das usinas envolvidas na restrição elétrica 163.

Para a análise dos resultados é importante sempre ter em mente que a diferença entre os casos envolve somente a restrição de segurança. Logo, não há variação na carga dos subsistemas entre os dois casos. Assim, toda a avaliação dos resultados se dará pelo balanço entre geração, intercâmbios e carga. Como exemplo ilustrativo pode-se imaginar o caso onde a geração de um subsistema diminuiu, tendo como consequência o aumento do seu recebimento, ou diminuição da sua exportação, visto que sua carga se manteve inalterada.

6.2.1. Resultados Newave

Os valores calculados de custo de operação das séries simuladas, 2000 séries sintéticas, estão apresentados na Tabela 16 para o PMO oficial (N-2) e na Tabela 17 para o PMO modificado (N-1). Na Tabela 18 estão apresentadas as diferenças percentuais entre os resultados calculados.

Tabela 16- Custo Total de Operação das Séries Simuladas (\$10⁶) para o PMO oficial (N-2)

Valor Esperado Total (VE)	Desvio Padrão (DP)	VE+ 1,96*DP	VE-1,96*DP
20581,86	393,23	21352,5908	19811,1292

Tabela 17- Custo Total de Operação das Séries Simuladas (\$10⁶) para o PMO modificado (N-1)

Valor Esperado Total (VE)	Desvio Padrão (DP)	VE+1,96*DP	VE-1,96*DP
20223,96	384,49	20977,5604	19470,3596

Tabela 18- Variação % dos resultados do caso N-1 em relação ao caso N-2

Valor Esperado Total (VE)	VE+1,96*DP	VE-1,96*DP
-1,74%	-1,76%	-1,72%

Inicialmente, espera-se que o valor esperado total seja menor ou igual no caso N-1, quando comparado com o caso N-2, por esse ser menos restritivo. Isso se comprova nos resultados do Newave.

Os valores calculados para média dos riscos anuais de déficit e expectativa de energia não suprida para o período de planejamento do Newave (2011-2015) estão apresentados na Tabela 19 para o PMO oficial e na Tabela 20 para o PMO modificado. Na Tabela 21 estão apresentadas as diferenças percentuais entre os resultados calculados.

Tabela 19- Média dos riscos anuais de déficit e E (ENS) para o período de planejamento para o PMO oficial (N-2)

	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
Risco de Déficit (%)	0,98	1,84	0,33	0,72
E(ENS) (MWmês)	10,4	3,1	0,1	0,8

Tabela 20- Média dos riscos anuais de déficit e E (ENS) para o período de planejamento para o PMO modificado (N-1)

	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
Risco de Déficit (%)	0,91	1,78	0,32	0,72
E(ENS) (MWmês)	10,2	3	0,1	0,8

Tabela 21- Variação % dos resultados do caso N-1 em relação ao caso N-2

	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
Risco de Déficit (%)	-7,14%	-3,26%	-3,03%	0,00%
E(ENS) (MWmês)	-1,92%	-3,23%	0,00%	0,00%

Quando há diferença entre os dois casos, essa está de acordo com o esperado, sendo o risco de déficit e a expectativa de energia não suprida sempre iguais ou menores para o caso N-1, quando comparado com o caso N-2. Esse é considerado um resultado esperado, pois, mesmo o critério N-2 levando a uma operação mais segura eletricamente, o sistema não foi programado para essa operação, e sim, está submetido a ela.

6.2.2. Resultados Decomp

Os valores calculados de custo de operação e valor esperado de custo futuro para cada semana do mês de maio de 2011 estão apresentados na Tabela 22 para o PMO oficial e na Tabela 23 para o PMO modificado. Na Tabela 24 estão apresentadas as diferenças percentuais entre os resultados calculados.

Tabela 22- Custo de operação e valor esperado de custo futuro (1000\$) para o PMO oficial (N-2)

	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
Custo de Operação	38873,4	38596,7	40390,4	40046,8	41105,9
Valor Esperado de Custo Futuro	29592967	29618440,5	29642381,4	29666666,1	29690096,4

Tabela 23- Custo de operação e valor esperado de custo futuro (1000\$) para o PMO modificado (N-1)

	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
Custo de Operação	38873,4	38596,7	40390,4	40046,8	41105,9
Valor Esperado de Custo Futuro	29624163	29649702,6	29673580,3	29697931,2	29721424,4

Tabela 24- Variação % dos resultados do caso N-1 em relação ao caso N-2

	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
Custo de Operação	0	0	0	0	0
Valor Esperado de Custo Futuro	0,11%	0,11%	0,11%	0,11%	0,11%

Os custos de operação para as semanas 1 a 5 são iguais entre os dois casos, resultado de certa forma esperado, já que o mês de maio de 2011 tem armazenamento inicial alto, com certa folga para a política de operação. Contudo, os valores esperados de custo futuro não estão de acordo com o previsto, visto que para o caso com uso de critério de segurança N-1 (menos restritivo) esses valores estão mais altos. A explicação para esse resultado inesperado não é trivial. O principal aspecto pode residir no fato de que o Decomp tem acoplamento com o modelo Newave para obtenção dos custos futuros do seu horizonte de planejamento. Além disso, o modelo Decomp entra em um processo iterativo para o cálculo da política de operação, o qual tem fim a partir do critério de convergência apresentado em 4.4.6. Assim, é provável que no caso N-1 o modelo tenha atendido seu critério de convergência com menos refinamento do valor esperado de custo futuro, já que o ponto de acoplamento com o modelo Newave mudou entre os dois casos.

Além disso, pela pequena diferença relativa nos resultados de desvio padrão e Custo Total de Operação apresentados para o modelo Newave, é possível notar que as diferenças nos critérios de segurança N-1 e N-2 acarretaram pouca significância no cálculo da política de operação do Newave no caso do PMO de maio de 2011, possivelmente pelas ótimas condições iniciais em que o caso partiu (elevadas energias armazenadas e boas tendências hidrológicas). Ou seja, as diferenças entre os casos poderiam “caber” na margem de erro de convergência do Newave, dado que seu método de convergência admite um intervalo de confiança de 95%.

O exposto no parágrafo anterior poderia levar inclusive a resultados não esperados para o modelo Newave também, isto é, um caso N-1 poderia estar mais caro que um N-2, dependendo do impacto da restrição, em função das condições iniciais e do critério de convergência.

Esse resultado inesperado leva, também, a conclusão de que a escolha do caso base para o estudo foi infeliz. Isso, pois as condições iniciais tão favoráveis não permitiram que a adoção de diferentes critérios de segurança tivesse impacto significativo no cálculo da política de operação do Newave. Também, os fluxos nos intercâmbios entre subsistemas estão longe de seus limites máximos, logo, a “folga” que é obtida quando se passa de N-2 para N-1 não é aproveitada.

Uma possível solução para a avaliação da adoção dos diferentes critérios seria a mudança do intervalo de confiança do Newave, para um valor maior do que 95%. Contudo, isso não foi feito, visto que o planejamento da operação energética no Brasil utiliza o intervalo de 95%.

Os valores calculados para os fluxos entre subsistemas estão apresentados na Tabela 25 para o PMO oficial e na Tabela 26 para o PMO modificado.

Tabela 25- Intercâmbio (MWmed) entre subsistemas para o PMO oficial (N-2)

Fluxo	Patamar	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
N-FC	Pesada	3228	3244	3253	3263	3038
	Média	3442	3459	3464	3473	3255
	Leve	3651	3808	3761	3772	3536
	Média Sem	3495	3562	3549	3559	3334
NE-FC	Pesada	-2534	-2214	-2190	-2082	-1929
	Média	-2897	-3218	-3294	-3300	-3255
	Leve	-3054	-3300	-3300	-3300	-3300
	Média Sem	-2915	-3140	-3178	-3170	-3129
SE-FC	Pesada	-694	-1030	-1063	-1181	-1109
	Média	-544	-240	-170	-173	0
	Leve	-597	-508	-461	-472	-236
	Média Sem	-579	-422	-371	-389	-204
SE-IV	Pesada	-10174	-10474	-11193	-11653	-11212
	Média	-10613	-10945	-11330	-12243	-11898
	Leve	-8775	-10195	-10327	-11808	-10568
	Média Sem	-9898	-10622	-10951	-12022	-11341
SE-NE	Pesada	0	0	0	0	0
	Média	0	0	0	154	133
	Leve	308	900	900	900	900
	Média Sem	112	327	327	408	397
IV-S	Pesada	-1322	-1622	-2341	-2801	-2360
	Média	-1454	-1786	-2171	-3084	-2739
	Leve	-1778	-1456	-1092	-2573	-1547
	Média Sem	-1557	-1648	-1797	-2868	-2265

Tabela 26- Intercâmbio (MWmed) entre subsistemas para o PMO modificado (N-1)

Fluxo	Patamar	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
N-FC	Pesada	3228	3244	3253	3263	3038
	Média	3442	3459	3464	3473	3255
	Leve	3651	3808	3761	3772	3536
	Média Sem	3495	3562	3549	3559	3334
NE-FC	Pesada	-2534	-2205	-2184	-2194	-1830
	Média	-2881	-3026	-3097	-3035	-3198
	Leve	-3054	-3300	-3300	-3300	-3300
	Média Sem	-2907	-3037	-3073	-3041	-3088
SE-FC	Pesada	-694	-1039	-1069	-1070	-1208
	Média	-560	-433	-366	-438	-57
	Leve	-597	-508	-461	-472	-236
	Média Sem	-588	-525	-476	-518	-245
SE-IV	Pesada	-10689	-11011	-11519	-12152	-11769
	Média	-10786	-11079	-11595	-12527	-12065
	Leve	-8269	-9362	-10181	-11348	-10099
	Média Sem	-9862	-10448	-11074	-12059	-11319
SE-NE	Pesada	0	0	0	0	0
	Média	0	0	0	0	0
	Leve	308	740	900	900	900
	Média Sem	112	269	327	327	327
IV-S	Pesada	-1237	-1559	-2067	-2700	-2317
	Média	-1276	-1569	-2085	-3017	-2555
	Leve	-2029	-2080	-1482	-2752	-1878
	Média Sem	-1545	-1753	-1864	-2887	-2283

Em ambos os casos os fluxos estão com a configuração indicada na Figura 29.

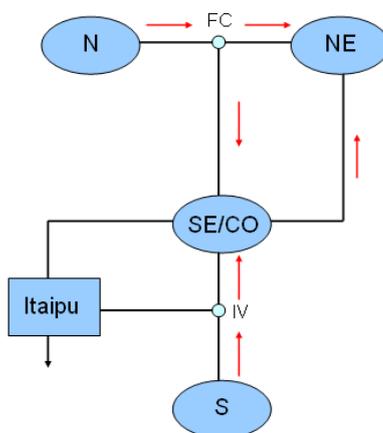


Figura 29- Sentidos dos intercâmbios entre subsistemas para ambos os casos

Espera-se que as principais diferenças nos resultados se concentrem nos fluxos que têm seus limites máximos alterados com a troca de critério de segurança apresentada no item 6.1.

Para o fluxo entre N e FC não há diferenças entre os casos nem nos limites máximos, nem nos resultados calculados.

Para o fluxo entre FC e NE não há diferenças entre os limites máximos. Contudo, em todas as semanas, exceto a 4ª, nos patamares de carga média e pesada o fluxo no caso N-1 é menor ou igual ao fluxo no caso N-2.

Para o fluxo entre FC e SE o limite máximo é maior no caso N-1 em todas as semanas e patamares de carga. Com exceção da 4ª semana no patamar de carga pesada, os fluxos calculados para os patamares de carga média e pesada também são maiores no caso N-1. Há um aumento significativo, que chega a até 153,53% do fluxo no caso N-2 na semana 4 no patamar de carga média.

Para o fluxo entre SE e NE não há diferenças entre os limites máximos. Quando há diferenças entre os fluxos calculados para os dois casos, o fluxo do caso N-1 diminui em relação ao fluxo no caso N-2.

Inicialmente, a diminuição de um intercâmbio no caso N-1, o qual é menos restritivo, parece não intuitivo. Porém, como existe a relação $(N-FC) = (FC-SE) + (FC-NE)$ entre os intercâmbios, há reflexo do aumento de $(FC-SE)$ em $(FC-NE)$, já que $(N-FC)$ não se alterou. Desses resultados pode-se presumir que a geração do NE aumentou no caso N-1, visto que seu recebimento diminuiu e sua carga se manteve constante.

Na análise dos intercâmbios entre subsistemas, é importante avaliar a geração das usinas envolvidas na restrição elétrica 163, visto que elas estão diretamente ligadas à interligação FC-SE, e a soma das suas gerações com os fluxos FC-SE e NE-SE tem limite máximo maior no caso N-1. Os valores calculados para a geração total dessas usinas estão na Tabela 27 para o PMO oficial e na Tabela 28 para o PMO modificado. Na Tabela 29 estão apresentadas as diferenças percentuais entre os resultados calculados.

Tabela 27- Geração total (MWmed) das usinas envolvidas na restrição elétrica 163 para o PMO oficial (N-2)

Geração Total	Patamar	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
	Pesada	2144.5	2047.3	1985	2160.6	1569.6
	Média	1734.6	1633.1	1811.5	1852.6	1164.3
	Leve	1416.1	1203.5	1183.7	1153.3	1047.1

Tabela 28- Geração total (MWmed) das usinas envolvidas na restrição elétrica 163 para o PMO modificado (N-1)

Geração Total	Patamar	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
	Pesada	2144.5	1929.7	1949.3	1971	1569.6
	Média	1734.6	1615.6	1632.3	1829.3	1164.3
	Leve	1416.1	1194.2	1145	1134	1047.1

Tabela 29- Variação % dos resultados do caso N-1 em relação ao caso N-2

Geração Total	Patamar	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
	Pesada	0	-5,74%	-1,80%	-8,78%	0
	Média	0	-1,07%	-9,89%	-1,26%	0
	Leve	0	-0,77%	-3,27%	-1,67%	0

Apesar de o limite máximo de geração total dessas usinas ter aumentado no caso N-1, essa diminuiu ou se manteve igual à geração do caso N-2 em todas as semanas e patamares de carga. Esse resultado indica que, no caso N-1, o modelo Decomp, na construção de sua política de operação, optou por importar mais energia do subsistema N para o SE do que no caso N-2. Utilizou-se a folga no limite de intercâmbio, dada pelo uso do critério menos restritivo, para importar energia pelo tronco FC-SE, ao invés de gerar nas usinas envolvidas na restrição 163.

As análises entre fluxos e gerações, realizadas até esse momento, podem ser visualizadas esquematicamente na Figura 30.

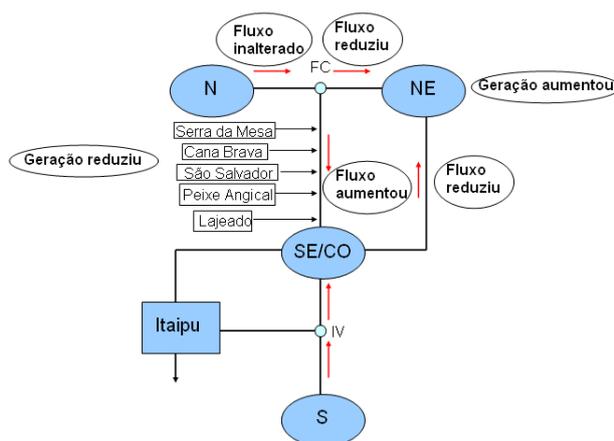


Figura 30- Análise dos resultados do PMO modificado (N-1) comparados com os resultados do PMO oficial (N-2)

Para o fluxo entre IV e SE o limite máximo é maior no caso N-1 em todas as semanas no patamar de carga média. Para todas as semanas, nos patamares de carga pesada e média há aumento no fluxo para o caso N-1, e no patamar de carga leve o fluxo diminui.

Para o fluxo entre S e IV não há diferenças entre os limites máximos. Para todas as semanas, nos patamares de carga pesada e média há diminuição no fluxo para o caso N-1, e no patamar de carga leve o fluxo aumenta.

Outra geração importante na avaliação dos intercâmbios entre subsistemas é da usina de Itaipu, a qual teve seu limite de geração máxima aumentado no caso N-1 em todas as semanas e patamares de carga do mês de maio de 2011. Os resultados calculados para geração

60Hz da usina de Itaipu estão apresentados na Tabela 30 para o PMO oficial e na Tabela 31 para o PMO modificado. Na Tabela 32 estão apresentadas as diferenças percentuais entre os resultados calculados.

Tabela 30- Geração 60Hz de Itaipu (MWmed) para o PMO oficial (N-2)

Patamar	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
Pesada	8852,0	8852,0	8852,0	8852,0	8852,0
Média	9159,0	9159,0	9159,0	9159,0	9159,0
Leve	6996,8	8739,7	9235,0	9234,9	9021,7

Tabela 31- Geração 60Hz de Itaipu (MWmed) para o PMO modificado (N-1)

Patamar	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
Pesada	9452,0	9452,0	9452,0	9452,0	9452,0
Média	9510,0	9510,0	9510,0	9510,0	9510,0
Leve	6240,1	7281,6	8699,9	8595,7	8221,0

Tabela 32- Variação % dos resultados do caso N-1 em relação ao caso N-2

Patamar	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
Pesada	6,78%	6,78%	6,78%	6,78%	6,78%
Média	3,83%	3,83%	3,83%	3,83%	3,83%
Leve	-10,81%	-16,68%	-5,79%	-6,92%	-8,88%

Percebe-se que a geração de Itaipu aumentou em todas as semanas nos patamares de carga média e pesada, e diminuiu no patamar de carga leve. Esses resultados indicam que o modelo optou por, nos patamares de carga pesada e média, aumentar a geração em Itaipu e diminuir no subsistema S para o caso N-1. Relação contrária acontece para o patamar de carga leve, quando o modelo prefere diminuir a geração no subsistema sul e aumentar em Itaipu.

Essa análise pode ser visualizada esquematicamente nas Figura 31 e Figura 32.

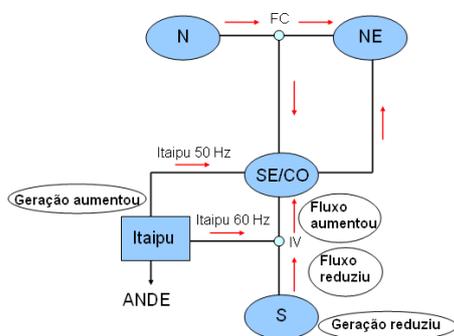


Figura 31- Análise dos resultados do PMO modificado comparado com o PMO oficial para os patamares de carga pesada e média

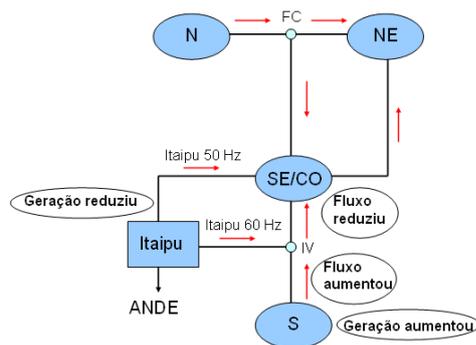


Figura 32- Análise dos resultados do PMO modificado comparado com o PMO oficial para o patamar de carga leve

Os valores calculados para os custos marginais de operação estão apresentados na Tabela 33 para o PMO oficial e na Tabela 34 para o PMO modificado.

Tabela 33- CMO (R\$/MWh) para o PMO oficial (N-2)

Subsistema	Patamar	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
Sudeste	Pesada	15,00	14,98	14,89	14,87	15,04
	Média	14,80	14,76	14,76	14,77	14,85
	Leve	14,44	14,26	14,27	14,12	14,29
	Média Sem	14,69	14,60	14,59	14,55	14,67
Sul	Pesada	15,00	14,98	14,89	14,87	15,04
	Média	14,80	14,76	14,76	14,77	14,85
	Leve	14,44	14,26	14,27	14,12	14,29
	Média Sem	14,69	14,60	14,59	14,55	14,67
Nordeste	Pesada	15,00	14,98	14,89	14,87	15,04
	Média	14,80	14,76	14,76	14,77	14,85
	Leve	14,60	14,46	14,58	14,58	14,66
	Média Sem	14,75	14,67	14,71	14,71	14,80
Norte	Pesada	15,00	14,98	14,89	14,87	15,04
	Média	14,80	14,76	14,76	14,77	14,85
	Leve	14,44	14,26	14,27	14,12	14,29
	Média Sem	14,69	14,60	14,59	14,55	14,67

Tabela 34- CMO (R\$/MWh) para PMO modificado (N-1)

Subsistema	Patamar	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
Sudeste	Pesada	14,95	14,95	14,87	14,93	15,02
	Média	14,81	14,75	14,77	14,83	14,90
	Leve	14,54	14,40	14,41	14,32	14,51
	Média Sem	14,73	14,65	14,65	14,65	14,77
Sul	Pesada	14,95	14,95	14,87	14,84	15,02
	Média	14,81	14,75	14,77	14,83	14,90
	Leve	14,54	14,40	14,41	14,32	14,51
	Média Sem	14,73	14,65	14,65	14,64	14,77
Nordeste	Pesada	14,95	14,95	14,87	14,93	15,02
	Média	14,81	14,75	14,77	14,83	14,90
	Leve	14,61	14,40	14,52	14,55	14,63
	Média Sem	14,75	14,65	14,69	14,74	14,82
Norte	Pesada	14,95	14,95	14,87	14,93	15,02
	Média	14,81	14,75	14,77	14,83	14,90
	Leve	14,54	14,40	14,41	14,32	14,51
	Média Sem	14,73	14,65	14,65	14,65	14,77

Analisando os resultados para SE, S e N, em todas as semanas de maio de 2011 há aumento na média semanal do CMO no caso N-1 quando comparado com o caso N-2. Para o

subsistema NE, nas semanas 2 e 3 há diminuição da média semanal, na semana 1 o valor não mudou entre os casos e nas semanas 4 e 5 há aumento. Todas as diferenças entre os valores de CMO são muito pequenas, a maior chega somente a 0,22 \$/MWh. Entretanto, em geral, os valores para o caso N-1 são maiores do que para o caso N-2, outro resultado inesperado, o qual pode ter a mesma explicação dos resultados apresentados na Tabela 23, na página 67.

Os resultados calculados para a geração dos subsistemas estão apresentados na Tabela 35 para o PMO oficial e na Tabela 36 para o PMO modificado.

Tabela 35- Geração (MWmed) dos subsistemas para o PMO oficial (N-2)

Subsistema	Patamar	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
SE	1	37825	37052	36020	35245	35863
	2	32991	32843	32673	31725	31973
	3	23702	24626	25063	23394	24394
	Média Sem	30137	30311	30268	29077	29638
S	1	11870	12158	12663	13062	12652
	2	11239	11560	11823	12680	12315
	3	8262	7932	7498	8939	7866
	Média Sem	10226	10307	10343	11362	10735
NE	1	6935	7193	7067	7155	7296
	2	5932	5554	5389	5209	5194
	3	3845	2959	2934	2917	2848
	Média Sem	5281	4787	4677	4585	4567
N	1	7552	7553	7553	7553	7327
	2	7550	7553	7553	7553	7327
	3	7398	7542	7545	7548	7323
	Média Sem	7495	7549	7550	7551	7326

Tabela 36- Geração (MWmed) dos subsistemas para o PMO modificado (N-1)

Subsistema	Patamar	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
SE	1	37910	37106	36288	35457	35807
	2	33151	32866	32561	31373	31967
	3	23448	23838	24674	23219	24063
	Média Sem	30138	30042	30097	28850	29509
S	1	11785	12095	12390	12961	12609
	2	11062	11343	11737	12612	12131
	3	8513	8556	7888	9119	8197
	Média Sem	10214	10412	10409	11381	10754
NE	1	6935	7202	7073	7043	7394
	2	5948	5746	5586	5628	5384
	3	3845	3119	2934	2917	2848
	Média Sem	5290	4948	4782	4795	4678
N	1	7552	7553	7553	7553	7327
	2	7550	7553	7553	7553	7327
	3	7398	7542	7545	7548	7323
	Média Sem	7495	7549	7550	7551	7326

Percebe-se que a geração do subsistema N não se alterou entre os dois casos e que, como esperado, a geração do subsistema NE no caso N-1 é maior do que no caso N-2. No subsistema S, a geração diminuiu no caso N-1 em relação ao caso N-2, em todas as semanas, nos patamares de carga pesada e média, e aumentou no patamar de carga leve, como esperado pela análise dos intercâmbios. As diferenças de geração do subsistema SE entre os dois casos acompanham as flutuações de recebimento de FC e S, e da sua exportação para o NE.

6.2.3. Conclusão

A análise dos casos mostrou-se interessante e serve para analisar o comportamento dos modelos utilizados. Contudo, a diferença de limites entre os dois casos não foi profundamente explorada. Isso, pois o mês de maio de 2011 (caso base) foi um mês com boas condições iniciais (armazenamento e tendência hidrológica), com “folga” nos fluxos de intercâmbios entre subsistemas e com “folga” na geração das usinas que tiveram seus limites máximos de geração restringidos com critério N-2.

Os resultados nem sempre corresponderam às expectativas, visto que o esperado era que os custos calculados com critério de segurança N-1 fossem, sempre, menores do que com critério N-2.

É importante ressaltar que o uso de critério de segurança N-2, o qual aumenta a segurança elétrica do sistema, se mostrou pouco impactante no planejamento energético para o mês de maio de 2011.

6.3.Proposta Adicional

A análise dos casos estudados gerou resultados interessantes, contudo ainda é desejável uma análise de casos aonde a diferença de critérios de segurança tenha maior impacto. Para isso, foi realizado o estudo dos casos anteriores com um aumento na carga do subsistema SE. Isso, pois se deseja “estressar” o intercâmbio FC-SE de maneira a obter resultados mais significativos. Escolheu-se o intercâmbio FC-SE, pois foi o que apresentou maior mudança entre os casos N-2 e N-1 para o mês de Maio de 2011.

6.3.1. Aumento da Carga Sudeste no Decomp

O aumento da carga do subsistema SE foi determinado a partir da diferença entre limite máximo do intercâmbio FC-SE e o valor calculado desse fluxo para o caso N-1. A carga original do SE foi acrescida dessa diferença. Os valores calculados para essas diferenças estão apresentados na Tabela 37, a carga original do SE na Tabela 38 e a carga final na Tabela 39.

Tabela 37- Folga (MWmed) na interligação FC-SE para o PMO modificado (N-1)

Patamar	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
Pesada	1869,18	1886,72	2022,18	2010,39	1991,01
Média	2266,58	2660,95	2724,72	2703,12	3409,26
Leve	1998,35	2804,4	2920,36	2943,97	3240,15

Tabela 38- Carga original do SE

Patamar	Sem 1		Sem 2		Sem 3		Sem 4		Sem 5	
	Mwmed	Duração								
Pesada	43737	18	43564	18	43331	18	43190	18	43324	18
Média	39219	89	39065	89	39263	89	39135	89	38936	89
Leve	29689	61	29572	61	29625	61	29528	61	29307	61

Tabela 39- Carga do SE acrescida da diferença entre fluxo e limite máximo do intercâmbio FC-SE no caso N-1

Patamar	Sem 1		Sem 2		Sem 3		Sem 4		Sem 5	
	Mwmed	Duração								
Pesada	45606,18	18	45450,72	18	45353,18	18	45200,39	18	45315,01	18
Média	41485,58	89	41725,95	89	41987,72	89	41838,12	89	42345,26	89
Leve	31687,35	61	32376,4	61	32545,36	61	32471,97	61	32547,15	61

6.3.2. Aumento da Carga Sudeste no Newave

No modelo Newave a carga do subsistema SE foi aumentada em 11,06% para todo o horizonte de estudo (2011 a 2015) e o período “pós”. Esse é o maior aumento percentual entre a carga original e a carga acrescida do SE no modelo Decomp. A carga original do SE no modelo Newave está apresentada na Tabela 40 e a carga acrescida na Tabela 41.

Tabela 40- Carga original (MWmed) do subsistema SE no modelo Newave

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2011					35994	35778	35870	36438	36595	36777	36341	35665
2012	37524	38490	38952	38330	37617	37392	37488	38081	38246	38436	37981	37274
2013	39316	40328	40812	40160	39414	39178	39279	39900	40073	40272	39795	39055
2014	40955	42010	42514	41835	41057	40811	40917	41564	41744	41952	41455	40683
2015	42515	43611	44134	43429	42622	42366	42477	43149	43336	43551	43035	42234
POS	42515	43611	44134	43429	42622	42366	42477	43149	43336	43551	43035	42234

Tabela 41- Carga acrescida (MWmed) do subsistema SE para o modelo Newave

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2011					39975	39735	39837	40468	40642	40845	40360	39610
2012	41674	42747	43260	42569	41777	41528	41634	42293	42476	42687	42182	41397
2013	43664	44788	45326	44602	43773	43511	43623	44313	44505	44726	44196	43374
2014	45485	46656	47216	46462	45598	45325	45442	46161	46361	46592	46040	45183
2015	47217	48434	49015	48232	47336	47052	47175	47921	48129	48368	47795	46905
POS	47217	48434	49015	48232	47336	47052	47175	47921	48129	48368	47795	46905

6.3.3. Resultados Newave

Os valores calculados de custo de operação das séries simuladas, 2000 séries sintéticas, estão apresentados na Tabela 42 para o caso N-2 e na Tabela 43 para o caso N-1. Na Tabela 44 estão apresentadas as diferenças percentuais entre os resultados calculados.

Tabela 42- Custo de Operação das Séries Simuladas (\$10⁶) para o caso N-2

Valor Esperado Total (VE)	Desvio Padrão (DP)	VE+1,96*DP	VE-1,96*DP
35404,69	786,54	36946,3084	33863,0716

Tabela 43- Custo de Operação das Séries Simuladas (\$10⁶) para o caso N-1

Valor Esperado Total (VE)	Desvio Padrão (DP)	VE+1,96*DP	VE-1,96*DP
35689,85	787,9	37234,134	34145,566

Tabela 44- Variação % dos resultados do caso N-1 em relação ao caso N-2

Valor Esperado Total (VE)	VE+1,96*DP	VE-1,96*DP
0,81%	0,78%	0,83%

Novamente, espera-se que o valor esperado total seja menor ou igual no caso N-1, quando comparado com o caso N-2. Contudo, isso não acontece. A explicação para esse resultado pode, mais uma vez, residir na escolha do caso base e nas observações feitas na página 67.

Os valores calculados para média dos riscos anuais de déficit e expectância de energia não suprida para o período de planejamento do Newave (2011-2015) estão apresentados na Tabela 45 para o caso N-2 e na Tabela 46 para o caso N-1. Na Tabela 47 estão apresentadas as diferenças percentuais entre os resultados calculados.

Tabela 45- Média dos riscos anuais de déficit e E(ENS) para o período de planejamento para o caso N-2

	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
Risco de Déficit (%)	3,44	4,55	1,03	2,46
E(ENS) (Mwmês)	46,2	11,4	0,3	3,1

Tabela 46- Média dos riscos anuais de déficit e E(ENS) para o período de planejamento para o caso N-1

	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
Risco de Déficit (%)	3,38	4,38	0,96	2,49
E(ENS) (Mwmês)	45,5	11,2	0,3	3,1

Tabela 47- Variação % dos resultados do caso N-1 em relação ao caso N-2

	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
Risco de Déficit (%)	-1,74%	-3,74%	-6,80%	1,22%
E(ENS) (Mwmês)	-1,52%	-1,75%	0,00%	0,00%

Com a exceção do risco de déficit do subsistema N, quando há diferença entre os dois casos, essa está de acordo com o esperado, sendo o risco de déficit e a expectativa de energia não suprida sempre iguais ou maiores para o caso N-2, quando comparado com o caso N-1.

6.3.4. Resultados Decomp

Os valores calculados de custo de operação e valor esperado de custo futuro para cada semana do mês de Maio de 2011 estão apresentados na Tabela 48 para o caso N-2 e na Tabela 49 para o caso N-1. Na Tabela 50 estão apresentadas as diferenças percentuais entre os resultados calculados.

Tabela 48- Custo de operação e valor esperado de custo futuro (1000\$) para o caso N-2

	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
Custo de Operação	44887,2	44610,4	46404,2	46060,6	47119,7
Valor Esperado de Custo Futuro	56518590	56596656,2	56673137,7	56750215,8	56826550

Tabela 49- Custo de operação e valor esperado de custo futuro (1000\$) para o caso N-1

	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
Custo de Operação	44887,2	44610,4	46404,2	46060,6	47119,7
Valor Esperado de Custo Futuro	56138115	56215472,8	56291137,9	56367391,1	56442900,3

Tabela 50- Variação % dos resultados do caso N-1 em relação ao caso N-2

	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
Custo de Operação	0	0	0	0	0
Valor Esperado de Custo Futuro	-0,67%	-0,67%	-0,67%	-0,67%	-0,68%

Os valores de custo de operação calculados para todas as semanas do mês de maio de 2011 com a carga do subsistema SE acrescida são iguais entre os dois casos. Mais uma vez, esse resultado é atribuído ao fato de a diferença entre os critérios de segurança ser muito sutil. Os resultados para valor esperado de custo futuro ficaram dentro do esperado, sendo sempre maiores para o caso N-2 quando comparado com o caso N-1.

Os valores calculados para os fluxos entre subsistemas estão apresentados na Tabela 51 para o caso N-2 e na Tabela 52 para o caso N-1.

Tabela 51- Intercâmbio (MWmed) entre subsistemas para o caso N-2

Fluxo	Patamar	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
N-FC	Pesada	3228	3244	3253	3263	3038
	Média	3442	3459	3464	3473	3255
	Leve	3651	3808	3761	3772	3536
	Média Sem	3495	3562	3549	3559	3334
NE-FC	Pesada	-2359	-819	-650	-672	-339
	Média	-2778	-986	-963	-863	-424
	Leve	-3054	-1625	-1501	-2492	-1901
	Média Sem	-2833	-1200	-1125	-1434	-951
SE-FC	Pesada	-869	-2425	-2603	-2591	-2699
	Média	-663	-2473	-2501	-2610	-2831
	Leve	-597	-2182	-2260	-1281	-1634
	Média Sem	-661	-2362	-2424	-2125	-2382
SE-IV	Pesada	-10324	-10601	-11354	-11999	-11355
	Média	-10753	-11051	-11551	-12459	-12006
	Leve	-9708	-9495	-10380	-12317	-10880
	Média Sem	-10328	-10438	-11105	-12358	-11527
SE-NE	Pesada	0	0	0	0	0
	Média	0	0	0	0	0
	Leve	308	0	0	0	0
	Média Sem	112	0	0	0	0
IV-S	Pesada	-1472	-1749	-2502	-3147	-2503
	Média	-1594	-1892	-2392	-3300	-2847
	Leve	-2003	-1740	-1508	-3082	-1912
	Média Sem	-1730	-1821	-2083	-3205	-2470

Tabela 52- Intercâmbio (MWmed) entre subsistemas para o caso N-1

Fluxo	Patamar	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
N-FC	Pesada	3228	3244	3253	3263	3038
	Média	3442	3459	3464	3473	3255
	Leve	3651	3808	3761	3772	3536
	Média Sem	3495	3562	3549	3559	3334
NE-FC	Pesada	-2386	-901	-561	-579	-339
	Média	-2829	-1415	-969	-846	-424
	Leve	-3054	-1575	-1460	-2611	-2060
	Média Sem	-2863	-1418	-1104	-1458	-1009
SE-FC	Pesada	-842	-2343	-2692	-2684	-2699
	Média	-612	-2044	-2495	-2627	-2831
	Leve	-597	-2233	-2301	-1161	-1476
	Média Sem	-631	-2145	-2445	-2101	-2325
SE-IV	Pesada	-10903	-11172	-11724	-12152	-11895
	Média	-11020	-11233	-11793	-12659	-12256
	Leve	-9836	-9083	-9781	-11827	-10388
	Média Sem	-10578	-10446	-11055	-12302	-11539
SE-NE	Pesada	0	0	0	0	0
	Média	0	0	0	0	0
	Leve	308	0	0	0	0
	Média Sem	112	0	0	0	0
IV-S	Pesada	-1451	-1720	-2272	-2700	-2443
	Média	-1510	-1723	-2283	-3149	-2746
	Leve	-2010	-2334	-1879	-3264	-2266
	Média Sem	-1685	-1945	-2135	-3142	-2539

Em ambos os casos os fluxos mantêm o sentido apresentado na Figura 29. Espera-se que as principais diferenças continuem se concentrando nos fluxos que têm seus limites máximos alterados com a troca de critério de segurança. Espera-se, também, que os resultados nessa análise, com carga do subsistema SE acrescida, sejam análogos aos resultados da análise do PMO oficial de maio de 2011 e a sua versão modificada para N-1. Contudo, devido ao acréscimo de carga, é provável que a folga no limite máximo de intercâmbio FC-SE seja mais aproveitada no caso N-1 com a carga modificada do que com a carga original.

Para o fluxo entre N e FC não há diferenças entre os casos nem nos limites máximos, nem nos resultados calculados. Resultado igual ao dos casos com carga original.

Para o fluxo entre FC e NE não há diferenças entre os limites máximos. Na média semanal dos patamares de carga, percebe-se um aumento do intercâmbio do caso N-1 quando comparado com o caso N-2, com exceção da semana 3. O resultado final de média dos patamares de carga está semelhante ao obtido com a carga original, sendo os fluxos para o caso N-1 maiores do que para o caso N-2.

Para o fluxo entre FC e SE o limite máximo é maior no caso N-1 em todas as semanas e patamares de carga. Na média semanal dos patamares de carga, com exceção da semana 3, os fluxos para o caso N-1 são menores do que os fluxos para o caso N-2. Esse resultado é muito diferente do que ocorreu para os casos com carga original. Contudo, as variações entre os fluxos, nos dois casos com carga acrescida, são muito pequenas, e o impacto entre a adoção de critérios de segurança diferentes pode ser mais bem percebido pela folga que existe entre fluxo e limite máximo de intercâmbio entre FC e SE. Na Tabela 53 está a folga no caso N-2 e na Tabela 54 está a folga no caso N-1.

Tabela 53- Folga (MW) entre limite máximo de intercâmbio e fluxo calculado FC-SE para o caso N-2

Fluxo	Patamar	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
SE-FC	Pesada	1276,57	0,93	0	0	0,34
	Média	1682,58	1,16	0	0	1,45
	Leve	1252,35	51,59	28,35	1072,47	733,61

Tabela 54- Folga (MW) entre limite máximo de intercâmbio e fluxo calculado FC-SE para o caso N-1

Fluxo	Patamar	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
SE-FC	Pesada	1721,33	582,51	399,09	396,29	500,34
	Média	2214,79	1049,82	596,46	513,88	635,45
	Leve	1998,35	1079,08	1080,41	2254,69	2000

Percebe-se que no caso N-2, os fluxos calculados atingem o limite máximo de intercâmbio nas semanas 2 a 5 nos patamares de carga pesada e média. Também, nas semanas 2 e 3 no patamar de carga leve a folga está muito estreita. Já no caso N-1, a folga está sempre maior do que 399 MW.

Para o fluxo entre SE e NE não há diferenças entre os casos nem nos limites máximos, nem nos resultados calculados.

Para o fluxo entre IV e SE o limite máximo é maior no caso N-1 em todas as semanas no patamar de carga média. Em todas as semanas, nos patamares de carga pesada e média há

aumento no fluxo para o caso N-1 quando comparado com o caso N-2. O contrário ocorre no patamar de carga leve. Esse resultado é igual ao dos casos com carga original.

Para o fluxo entre S e IV não há diferenças entre os limites máximos. Em todas as semanas, nos patamares de carga pesada e média há diminuição do fluxo do caso N-1 quando comparado com o fluxo do caso N-2. O contrário ocorre no patamar e carga leve. Esse resultado é igual ao dos casos com carga original.

É importante a avaliação da geração da usina de Itaipu, a qual teve seu limite de geração máxima aumentado no caso N-1 em todas as semanas e patamares de carga. Os resultados calculados para geração 60 Hz da usina de Itaipu estão apresentados na Tabela 55 para o caso N-2 e na Tabela 56 para o caso N-1. Na Tabela 57 estão apresentadas as diferenças percentuais entre os resultados calculados.

Tabela 55- Geração 60 Hz de Itaipu (MWmed) para o caso N-2 (MW)

Patamar	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
Pesada	8852,0	8852,0	8852,0	8852,0	8852,0
Média	9159,0	9159,0	9159,0	9159,0	9159,0
Leve	7704,6	7754,2	8872,1	9235,0	8967,9

Tabela 56- Geração 60 Hz de Itaipu (MWmed) para o caso N-1 (MW)

Patamar	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
Pesada	9452,0	9452,0	9452,0	9452,0	9452,0
Média	9510,0	9510,0	9510,0	9510,0	9510,0
Leve	7825,9	6749,0	7902,1	8563,3	8122,1

Tabela 57- Variação % dos resultados do caso N-1 em relação ao caso N-2

Patamar	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
Pesada	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%
Média	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%
Leve	1,6%	-13,0%	-10,9%	-7,3%	-9,4%

Percebe-se que a geração de Itaipu aumentou em todas as semanas nos patamares de carga pesada e média no caso N-1 quando comparada com a geração do caso N-2. O contrário ocorre para o patamar e carga leve, com exceção da primeira semana. Esse resultado é igual ao dos casos com carga original, valendo aqui, também, as análises realizadas nas Figura 31 e Figura 32.

Os valores calculados para os custos marginais de operação estão apresentados na Tabela 58 para o caso N-2 e na Tabela 59 para o caso N-1.

Tabela 58- CMO (R\$/MWh) para o caso N-2

Subsistema	Patamar	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
Sudeste	Pesada	68,18	67,54	66,77	66,98	67,44
	Média	66,89	66,06	66,17	66,19	66,17
	Leve	64,78	64,07	63,91	63,49	64,15
	Média Sem	66,26	65,50	65,41	65,30	65,57
Sul	Pesada	68,18	67,54	66,77	66,98	67,44
	Média	66,89	66,06	66,17	65,51	66,17
	Leve	64,78	64,07	63,91	63,49	64,15
	Média Sem	66,26	65,50	65,41	64,94	65,57
Nordeste	Pesada	68,18	66,44	64,68	65,25	65,66
	Média	66,89	65,67	64,68	65,25	65,44
	Leve	65,84	63,00	63,88	63,49	64,15
	Média Sem	66,64	64,78	64,39	64,61	64,99
Norte	Pesada	68,18	66,44	64,68	65,25	65,66
	Média	66,89	65,67	64,68	65,25	65,44
	Leve	64,78	63,00	63,88	63,49	64,15
	Média Sem	66,26	64,78	64,39	64,61	64,99

Tabela 59-CMO (R\$/MWh) para o caso N-1

Subsistema	Patamar	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
Sudeste	Pesada	68,15	66,78	66,85	66,85	66,96
	Média	66,88	66,23	66,40	66,29	66,52
	Leve	64,98	64,54	64,73	64,15	64,86
	Média Sem	66,33	65,68	65,84	65,57	65,97
Sul	Pesada	68,15	66,78	66,85	65,80	66,96
	Média	66,88	66,23	66,40	65,80	66,52
	Leve	64,98	64,54	64,73	64,15	64,86
	Média Sem	66,33	65,68	65,84	65,20	65,96
Nordeste	Pesada	68,15	66,78	65,40	65,92	66,37
	Média	66,88	66,23	65,40	65,92	66,14
	Leve	65,83	63,78	64,59	64,15	64,86
	Média Sem	66,64	65,40	65,11	65,27	65,70
Norte	Pesada	68,15	66,78	65,40	65,92	66,37
	Média	66,88	66,23	65,40	65,92	66,14
	Leve	64,98	63,78	64,59	64,15	64,86
	Média Sem	66,33	65,40	65,11	65,27	65,70

Analisando os resultados de média semanal de todos os subsistemas, percebe-se que o CMO é maior no caso N-1 do que no caso N-2. Todas as diferenças entre os valores de CMO são muito pequenas, a maior chega somente a 1,18\$/MWh na semana 4 no patamar de carga pesada do subsistema sul. Mais uma vez, os resultados não foram os esperados.

Os resultados calculados para a geração dos subsistemas estão apresentados na Tabela 60 para o caso N-2 e na Tabela 61 para o caso N-1.

Tabela 60- Geração (MWmed) dos subsistemas para o caso N-2

Subsistema	Patamar	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
SE	1	38483	36532	35456	34614	35236
	2	34112	32280	31960	30736	31425
	3	24590	23686	23987	23236	24081
	Média Sem	31123	29615	29440	28428	29167
S	1	11880	12145	12685	13268	12655
	2	11239	11526	11904	12755	12283
	3	8348	8076	7774	9309	8091
	Média Sem	10258	10340	10488	11559	10801
NE	1	7111	8588	8607	8565	8885
	2	6051	7786	7721	7800	8158
	3	3845	5534	5633	4626	5146
	Média Sem	5364	7054	7057	6729	7142
N	1	7552	7553	7553	7553	7327
	2	7550	7553	7553	7553	7327
	3	7398	7542	7545	7548	7323
	Média Sem	7495	7549	7550	7551	7326

Tabela 61- Geração (MWmed) dos subsistemas para o caso N-1

Subsistema	Patamar	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
SE	1	38532	36642	35597	34968	35296
	2	34248	32878	32076	30870	31526
	3	24579	23037	23572	23175	23888
	Média Sem	31196	29708	29365	28515	29156
S	1	11859	12117	12454	12821	12595
	2	11155	11357	11795	12604	12182
	3	8354	8670	8145	9490	8445
	Média Sem	10214	10463	10540	11497	10870
NE	1	7083	8506	8696	8657	8885
	2	6000	7358	7714	7817	8158
	3	3845	5584	5673	4506	4988
	Média Sem	5333	6837	7078	6705	7085
N	1	7552	7553	7553	7553	7327
	2	7550	7553	7553	7553	7327
	3	7398	7542	7545	7548	7323
	Média Sem	7495	7549	7550	7551	7326

Percebe-se que a geração do subsistema N não se alterou novamente. Já o SE, teve sua geração maior no caso N-1 em todas as semanas nos patamares de carga pesada e média e o contrário no patamar de carga leve.

6.4.Proposta Final de Análise

A proposta final de análise é um caso teórico, desenvolvido considerando um critério chamado aqui de N-k, no qual os limites que se alteram com a adoção de diferentes critérios

de segurança foram levados a metade do valor utilizado no PMO oficial de maio de 2011, o qual é um caso N-2.

O nome dado a esse caso, N-k, foi escolhido genericamente, pois não há como saber quantas contingências o sistema suporta com esse critério. Apenas se sabe que esse é o caso mais restritivo de todos, já que os limites máximos considerados são a metade dos valores do caso base.

6.4.1. Mudanças Nos *Decks* dos Modelos Newave e Decomp

As mudanças realizadas nos *decks* de entrada dos modelos Newave e Decomp para a adoção do critério N-k estão apresentadas na Tabela 62 para o Newave e nas Tabela 63 a Tabela 67 para o Decomp. Simplesmente, todos os valores de limites que são afetados por mudança de critério de segurança foram divididos pela metade dos valores do PMO oficial (caso base).

Tabela 62- Fração do arquivo SISTEMA.DAT para o caso N-k (MWmed)

N-k	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
SE-S 2011	2705	2707	2705	2696	2707	2713	2716	2696
S-SE 2011	2433	2433	2433	2433	2433	2433	2433	2433
FC-SE 2011	1549	1548	1549	1552	1548	1545	1354	1361

Tabela 63- Fração do bloco IA para o caso N-k (MWmed)

N-k	EST	S1	S2	PATAMAR 1		PATAMAR 2		PATAMAR 3	
				DE->PARA	PARA->DE	DE->PARA	PARA->DE	DE->PARA	PARA->DE
IA	1	SE	FC	4000	1073	4000	1173	4000	924,5
IA	2	SE	FC	4000	1213	4000	1237	4000	1117
IA	3	SE	FC	4000	1301,5	4000	1250,5	4000	1144
IA	4	SE	FC	4000	1295,5	4000	1305	4000	1176,5
IA	5	SE	FC	4000	1349,5	4000	1416	4000	1184
IA	6	SE	FC	4000	1252	4000	1268	4000	1125
IA	1	SE	IV	1710	12152	1710	6229,5	4420	12835
IA	6	SE	IV	1710	12222	1710	6262	4420	12895
IA	1	IV	S	2550	5650	2550	5650	6100	5200

Tabela 64- Bloco RE 110 para o caso N-k (MWmed)

N-k	RE	EST		Patamar 1		Patamar 2		Patamar 3	
				Gmin	Gmax	Gmin	Gmax	Gmin	Gmax
RE	110	1	6						
LU	110	1		4828	6000	4521	6000	4345	5950
LU	110	6		4758	6000	4456	6000	4285	5950
FU	110	1	66		1				

Tabela 65-Bloco RE 159 para o caso N-k (MWmed)

N-k	RE	EST		Patamar 1		Patamar 2		Patamar 3	
				Gmin	Gmax	Gmin	Gmax	Gmin	Gmax
RE	159	1	6						
LU	159	1			1073		1173		924,5
LU	159	2			1213		1237		1117
LU	159	3			1302		1251		1144
LU	159	4			1296		1305		1177
LU	159	5			1350		1416		1184
LU	159	6			1252		1268		1125
FI	159	1	FC	SE	1				

Tabela 66- Bloco RE 163 para o caso N-k (MWmed)

N-k	RE	EST			Patamar 1		Patamar 2		Patamar 3	
					Gmin	Gmax	Gmin	Gmax	Gmin	Gmax
RE	163	1	6							
LU	163	1								
FU	163	1	252	1		2250		2126		1685
FU	163	1	253	1						
FU	163	1	251	1						
FU	163	1	261	1						
FU	163	1	257	1						
FI	163	1	FC	SE		1				
FI	163	1	SE	NE		-1				

Tabela 67- Bloco RE 165 para o caso N-k (MWmed)

N-k	RE	EST			Patamar 1		Patamar 2		Patamar 3	
					Gmin	Gmax	Gmin	Gmax	Gmin	Gmax
RE	165	1	6							
LU	165	1			0	2550	0	2550	0	6100
FI	165	1	IV	S		1				

As condições iniciais do mês de maio de 2011, bem como sua carga, se mantêm inalteradas nesse caso, valendo as informações apresentadas em 6.1.3. As análises que seguirão, serão realizadas na comparação entre o caso N-k e o PMO oficial, o qual teve seus dados de entrada e resultados apresentados nos itens 6.1 e 6.2.

6.4.2. Resultados Newave

Os valores calculados de custo de operação das séries simuladas, 2000 séries sintéticas, estão apresentados na Tabela 68. Na Tabela 69 estão apresentadas as diferenças percentuais entre os resultados calculados para o caso N-k e o caso N-2.

Tabela 68- Custo de operação das séries simuladas (\$10^6) para o caso N-k

Valor Esperado Total (VE)	Desvio Padrão (DP)	VE+1,96*DP	VE-1,96*DP
20171,72	394,05	20944,058	19399,382

Tabela 69- Variação % dos resultados do caso N-k em relação ao caso N-2

Valor Esperado Total (VE)	VE+1,96*DP	VE-1,96*DP
-1,99%	-1,91%	-2,08%

Mais uma vez, os resultados não são os esperados. Isso, pois com o critério N-k, o mais restritivo, o Valor Esperado Total é o menor entre os três casos com carga original. A explicação pode residir, mais uma vez, na escolha do caso base e nas observações feitas na página 67.

Os valores calculados para média dos riscos anuais de déficit e expectativa de energia não suprida para o período de planejamento do Newave (2011-2015) estão apresentados na Tabela 70. Na Tabela 71 estão apresentadas as diferenças percentuais entre os resultados calculados para o caso N-k e o caso N-2.

Tabela 70- Média dos riscos anuais de déficit e E(ENS) para o período de planejamento para o caso N-k

	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
Risco de Déficit (%)	1,01	2,18	0,33	0,72
E(ENS) (Mwmês)	10,9	3,3	0,1	0,8

Tabela 71- Variação % dos resultados do caso N-k em relação ao caso N-2

	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
Risco de Déficit (%)	3,06%	18,48%	0,00%	0,00%
E(ENS) (Mwmês)	4,81%	6,45%	0,00%	0,00%

Os resultados indicam uma tendência que deve aparecer também nos resultados do Decomp. Os valores calculados para Nordeste e Norte são iguais aos valores do PMO oficial. Já para Sudeste e Sul, os quais ficaram com seu recebimento de energia muito comprometido graças a limitação imposta a interligação FC-SE, têm maior Risco de Déficit e E(ENS) no caso N-k.

6.4.3. Resultados Decomp

Os valores calculados de custo de operação e valor esperado de custo futuro para cada semana do mês de maio de 2011 com critério N-k estão apresentados na Tabela 72. Na Tabela 73 estão apresentadas as diferenças percentuais entre os resultados calculados para o caso N-k e o caso N-2.

Tabela 72- Custo de operação e valor esperado de custo futuro (1000\$) para o caso N-k

	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
Custo de Operação	41745,2	42215,1	42316,7	41313,4	42551,4
Valor Esperado de Custo Futuro	29585896	29607894,7	29629804,8	29652783,4	29674854,2

Tabela 73- Variação % dos resultados do caso N-k em relação ao caso N-2

	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
Custo de Operação	7,39%	9,37%	4,77%	3,16%	3,52%
Valor Esperado de Custo Futuro	-0,02%	-0,04%	-0,04%	-0,05%	-0,05%

Os valores de custo de operação para o caso N-k estão de acordo com o esperado, sendo sempre maiores do que no PMO oficial, chegando até a um aumento de 9,4%. Esse aumento indica que houve aumento de geração térmica no caso N-k.

Já o valor esperado de custo futuro, não teve resultado esperado, sendo sempre menor no caso N-k. Contudo, a maior diferença entre os casos, em módulo, é de 0,05%, o que conduz a explicação já apresentada no item 6.2.2.

Os valores calculados para os fluxos entre subsistemas estão apresentados na Tabela 74.

Tabela 74- Intercâmbio (MWmed) entre subsistemas para o caso N-k

Fluxo	Patamar	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
N-FC	Pesada	3231	3244	3253	3263	3038
	Média	3446	3459	3464	3473	2655
	Leve	3808	3819	3769	3777	3300
	Média Sem	3554	3567	3552	3561	2930
NE-FC	Pesada	-3231	-3210	-2635	-3078	-3038
	Média	-3270	-3176	-3169	-2524	-2655
	Leve	-3054	-2823	-2737	-3300	-3300
	Média Sem	-3188	-3051	-2955	-2865	-2930
SE-FC	Pesada	0	-34	-618	-185	0
	Média	-176	-283	-295	-949	0
	Leve	-754	-996	-1032	-477	0
	Média Sem	-367	-515	-597	-696	0
SE-IV	Pesada	-5694	-5827	-5935	-6058	-5348
	Média	-5469	-5826	-6230	-6230	-6230
	Leve	-5649	-4981	-6627	-7133	-7561
	Média Sem	-5558	-5519	-6343	-6539	-6619
SE-NE	Pesada	0	0	0	0	0
	Média	0	0	0	0	0
	Leve	107	0	0	0	63
	Média Sem	39	0	0	0	23
IV-S	Pesada	-2842	-2975	-3083	-3206	-2496
	Média	-2310	-2667	-3071	-3071	-3071
	Leve	-2364	-1696	-3342	-3848	-4276
	Média Sem	-2386	-2347	-3171	-3368	-3447

Os fluxos calculados continuam com o mesmo sentido apresentado na Figura 29.

Para o fluxo SE-NE os valores calculados para o caso N-k são sempre menores ou iguais aos valores calculados no PMO oficial. Para o fluxo NE-FC, no patamar de carga pesada em todas as semanas, e no patamar de carga média da primeira semana, os valores calculados no caso N-k são maiores do que no PMO oficial. O recebimento total do subsistema NE segue a mesma variação apresentada no fluxo NE-FC. Logo, espera-se que em todas as semanas no patamar de carga pesada, e na primeira semana no patamar de carga média, a geração do subsistema NE diminua. O que de fato acontece, como mostra a Tabela 77.

Para o intercâmbio entre FC-SE os valores calculados seguem variações opostas às variações no fluxo FC-NE.

Para o fluxo entre S e IV, os valores calculados no caso N-k são maiores do que no PMO oficial em todas as semanas e patamares de carga. A menor variação entre os valores de média semanal calculados nos casos foi de 17,4% e a maior chegou a 76,4%.

A geração 60Hz de Itaipu está apresentada na Tabela 75. Na Tabela 76 estão apresentadas as diferenças percentuais entre os resultados calculados para o caso N-k e o caso N-2. A geração do caso N-k diminuiu em todas as semanas e patamares de carga quando comparada com o PMO oficial. A diminuição, em todos os casos foi maior do que 50%. Isso explica o aumento do fluxo S-IV e indica que a geração do subsistema S deve ter aumentado para tentar “compensar” a queda de geração de Itaipu. Mesmo assim, o fluxo IV-SE diminuiu em todas as semanas e patamares de carga no caso N-k quando comparado com o PMO oficial. As médias semanais desse fluxo diminuíram entre 40 e 50% em todas as semanas.

Tabela 75- Geração 60 Hz de Itaipu (MWmed) para o caso N-k

Patamar	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
Pesada	2852	2852	2852	2852	2852
Média	3159	3159	3159	3159	3159
Leve	3285	3285	3285	3285	3285

Tabela 76- Variação % dos resultados do caso N-k em relação ao caso N-2

Patamar	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
Pesada	-68%	-68%	-68%	-68%	-68%
Média	-66%	-66%	-66%	-66%	-66%
Leve	-53%	-62%	-64%	-64%	-64%

Os resultados calculados para geração dos subsistemas estão apresentados na Tabela 77.

Tabela 77-Geração dos subsistemas para o caso N-k

Subsistema	Patamar	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
SE	1	35787	35288	34756	35451	36188
	2	32117	31533	31262	30423	31122
	3	22370	22608	20957	20831	20678
	Média Sem	28971	28695	27895	27479	27873
S	1	13033	13022	13266	13467	12788
	2	12095	12441	12723	12666	12647
	3	8848	8172	9748	10214	10595
	Média Sem	11017	10953	11701	11862	11917
NE	1	6239	6197	6622	6158	6186
	2	5559	5596	5514	6139	5926
	3	4045	4336	4397	3817	3685
	Média Sem	5082	5203	5227	5298	5140
N	1	7554	7553	7553	7553	7327
	2	7554	7553	7553	7553	6728
	3	7554	7553	7553	7553	7087
	Média Sem	7554	7553	7553	7553	6922

Como esperado, a geração do subsistema Sul aumentou em todas as semanas e patamares de carga no caso N-k quando comparado com o PMO oficial. As médias semanais tiveram aumentos entre 6 e 13%.

Os resultados calculados para os custos marginais de operação estão apresentados na Tabela 78. Percebe-se que os CMO's de S e SE tem maior média semanal do que os de N e NE. Esse resultado segue o padrão sugerido no Newave, apresentado na Tabela 68. A diferença entre os CMO's dos subsistemas não aconteceu com tanta intensidade no PMO oficial. O motivo para isso é que, no caso N-k, N e NE não conseguem exportar energia para S e SE como no PMO oficial. Entre os casos, o CMO N-k é sempre maior do que o do PMO oficial.

Tabela 78- CMO (R\$/MWh) para o caso N-k

Subsistema	Patamar	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
Sudeste	Pesada	123,80	128,39	102,84	37,52	37,80
	Média	29,75	29,82	29,98	30,05	29,89
	Leve	29,74	29,82	29,97	29,99	29,89
	Média Sem	39,82	40,38	37,78	30,83	30,73
Sul	Pesada	123,80	128,39	102,84	37,52	37,80
	Média	29,75	29,82	29,97	29,99	29,89
	Leve	29,74	29,82	29,97	29,99	29,89
	Média Sem	39,82	40,38	37,78	30,80	30,73
Nordeste	Pesada	19,82	19,91	20,01	20,10	20,20
	Média	19,82	19,91	20,01	20,10	20,20
	Leve	19,82	19,91	20,01	20,10	20,20
	Média Sem	19,82	19,91	20,01	20,10	20,20
Norte	Pesada	19,82	19,91	20,01	20,10	20,20
	Média	19,82	19,91	20,01	20,10	20,20
	Leve	19,82	19,91	20,01	20,10	20,20
	Média Sem	19,82	19,91	20,01	20,10	20,20

A geração térmica total, por subsistemas, está apresentada para o PMO oficial na Tabela 79 e para o caso N-k na Tabela 80. Na Tabela 81 estão apresentadas as diferenças percentuais entre os resultados calculados para o caso N-k e o caso N-2. Os resultados são os esperados, sendo sempre maiores os valores do caso N-k, como indicaram os resultados da Tabela 72.

Tabela 79- Geração térmica (MWmed) para o PMO oficial (N-2)

Subsistema	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
Sudeste	2466,3	2458,1	2443,5	2435,4	2479,5
Sul	420	420	498	498	498
Nordeste	0	0	0	0	0
Norte	0	0	0	0	0

Tabela 80- Geração térmica (MWmed) para o caso N-k

Subsistema	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
Sudeste	2939,9	2952,6	2890,9	2820,4	2892,7
Sul	458,2	472,5	513	498	498
Nordeste	0	0	0	0	0
Norte	0	0	0	0	0

Tabela 81- Variação % dos resultados do caso N-k em relação ao caso N-2

Subsistema	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
Sudeste	19,20%	20,12%	18,31%	15,81%	16,66%
Sul	9,10%	12,50%	3,01%	0,00%	0,00%

7. Conclusões

A modelagem do critério de segurança, um critério elétrico, em modelos de otimização hidrotérmica ocorre pelos limites máximos de intercâmbio entre subsistemas e limites máximos de geração de usinas hidráulicas que estejam ligadas ao SIN diretamente pelos principais ramos de transmissão. Quanto mais seguro for o sistema, mais restritivo ele é. Assim, um sistema com adoção de critério de segurança N-2 tem limites máximos de intercâmbio menores do que o mesmo sistema com adoção de critério de segurança N-1.

Atualmente, no Brasil, o ONS realiza a operação eletroenergética do SIN com adoção de critério de segurança N-2 nos principais ramos de transmissão e N-1 no resto do sistema. Já a CCEE, calcula o preço da energia com adoção de critério N-1 em todo o sistema. Essa diferença existe porque a CCEE não considera restrições elétricas internas aos subsistemas no cálculo do preço, e se entende que o critério de segurança N-2 advém dessas restrições. Além disso, existem outras restrições elétricas internas aos subsistemas que não são consideradas pela CCEE, levando os *decks* CCEE e ONS a terem diferenças que vão além da adoção de diferentes critérios de segurança.

Inicialmente, esse trabalho se propôs a analisar o impacto da adoção do critério N-1 em todo o sistema no *deck* do ONS. Como os resultados obtidos foram, para alguns dados, diferentes do esperado, foram propostos mais dois casos. O primeiro teve aumento da carga do subsistema SE e o segundo considerou um critério de segurança ainda mais restritivo do que N-2.

Os resultados da proposta inicial de análise, entre o PMO oficial e o PMO modificado para adoção de critério de segurança N-1, mostram que a adoção de um critério que aumenta a segurança elétrica do sistema teve pequeno impacto no planejamento da operação energética. Contudo, isso foi comprovado somente para o mês de maio de 2011, o qual tem características próprias que o configuram como um caso base com muita “folga”.

Isso, pois as condições iniciais do mês são muito favoráveis, com armazenamento alto nos reservatórios e uma boa tendência hidrológica. Assim, a “folga” concedida pela adoção do critério N-1 não foi requisitada pelo modelo, visto que, todos os fluxos calculados para o caso

N-2 estavam longe de seus limites máximos. Pode ser que, por isso, as políticas de operação calculadas para os casos não tiveram mudanças significativas entre si para o modelo Newave.

Esse resultado leva à hipótese de que, possivelmente, as modificações realizadas pra representar a adoção dos diferentes critérios de segurança não foram suficientemente rigorosas para tornar as restrições ativas. Com isso, as soluções encontradas pelo modelo para as diferentes condições ficaram dentro do intervalo de confiança do critério de convergência do Newave. Estudos adicionais precisam ser realizados para confirmar essa hipótese.

Os resultados analisados também indicam que não se pode tomar uma decisão operativa quanto ao efeito do critério de segurança baseado nos resultados de apenas um mês. Em sistemas hidrotérmicos, com bacias hidrográficas interligadas e submetidas a regimes de vazões sazonais, as avaliações podem variar dependendo do mês que se toma como base, do estado inicial dos reservatórios, do regime de aflúncias no período etc. Resultados mais confiáveis devem se basear na análise de múltiplos cenários.

Os casos teóricos, com aumento da carga do subsistema SE e com adoção de critério de segurança N-k mostram situações nas quais a adoção de critérios diferentes tem impacto mais profundo no planejamento da operação energética. Esses casos indicam situações que podem ser exploradas futuramente, com análises de sensibilidade que permitam a avaliação mais completa da adoção dos critérios de segurança no planejamento da operação energética do SIN.

7.1.Trabalhos Futuros

Futuramente, é interessante que se realizem estudos adicionais, com a análise de múltiplos cenários que possam caracterizar mais profundamente o efeito da adoção de diferentes critérios de segurança.

Em trabalhos futuros, podem ser analisados casos que tenham tendência hidrológica desfavorável e/ou nível de armazenamento inicial baixo. Meses pertencentes ao chamado período seco, que vai de maio a novembro, podem ser bons casos base, dado que as condições iniciais não sejam muito favoráveis. Os meses de setembro e outubro, já no final do período seco, podem ser boas opções.

Também, podem ser criados casos teóricos, como o caso N-k, nos quais os limites afetados pelos diferentes critérios de segurança sejam muito reduzidos, caracterizando uma análise de sensibilidade de um caso extremo.

8. Bibliografia

- [1] Secretaria de Energia Elétrica. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br/see/>> Acesso em: 19 jan. 2012, 15:08.
- [2] Conselho Nacional de Política Energética. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/menu/conselhos_comite/cnpe.html> Acesso em: 19 jan. 2012, 15:14.
- [3] Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico. Disponível em: < http://www.mme.gov.br/mme/menu/conselhos_comite/cmse.html> Acesso em: 19 jan. 2012, 15:16.
- [4] Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em:< www.epe.gov.br > Acesso em: 19 jan. 2012, 15:18.
- [5] Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: < www.aneel.gov.br > Acesso em: 19 jan. 2012, 15:20.
- [6] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: < <http://www.ccee.org.br/> > Acesso em: 19 jan. 2012, 15:22.
- [7] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em < <http://www.ons.org.br/home/> > Acesso em: 19 jan. 2012, 15:24.
- [8] EPE, Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2011. Disponível em: < www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Forms/Anuario.aspx > Acesso em: 15 jan. 2012, 09:20.
- [9] UFRJ, Apostila da Aula de Planejamento de Sistemas Energéticos.
- [10] CEPTEL, Modelo Newave, **Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes**, Manual do Usuário Versão 14.2.1, Setembro/2008.
- [11] CEPTEL, Modelo Decomp, **Determinação da Coordenação da Operação a Curto Prazo**, Manual do Usuário Versão 15.6, Julho/2009.
- [12] CCEE e ONS, **Treinamento nos Modelos Newave e Decomp**, Apostila do Curso, 2011