

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Análise da Redução do Horizonte de Planejamento da
Operação no Modelo Computacional de Médio Prazo

Celso Eduardo Ramos Campo Dall'Orto

Itajubá, janeiro de 2017

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA**

Celso Eduardo Ramos Campo Dall'Orto

**Análise da Redução do Horizonte de Planejamento da
Operação no Modelo Computacional de Médio Prazo**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para a obtenção do Título Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Dr. Jose Wanderley Marangon Lima
Co-Orientador: Dr. Anderson Rodrigo de Queiroz

Janeiro de 2017

Itajubá

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA**

Celso Eduardo Ramos Campo Dall'Orto

**Análise da Redução do Horizonte de Planejamento da
Operação no Modelo Computacional de Médio Prazo**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 14 de dezembro de 2016, conferindo ao autor o título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Banca Examinadora:
Prof. Dr. Jose Wanderley Marangon Lima
Prof. Dr. Bernardo Vieira Bezerra
Prof. Dr. Eduardo Crestena Guardia
Prof. Dr. Anderson Rodrigo de Queiroz

Itajubá
Janeiro de 2017

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais e irmã por todo o apoio, ensinamentos, paciência, compreensão, incentivo e amor incondicional. À minha família pelo carinho e apoio de sempre.

Ao orientador Marangon e co-orientador Rodrigo pelo apoio e auxílio durante todo o processo para a obtenção deste título.

Ao Grupo CPFL Energia pela oportunidade de estudo que resultou na especialização e no mestrado. Aos amigos da Diretoria de Planejamento Energético, mesmo os que já tenham rumado para outros desafios. Agradecimentos ao Fabio Zanfelize, Rogério de Almeida, Almir Sassaron, Felipe Corrêa, Henrique Leme e Thiago Pietrafesa pelas discussões técnicas e apoio desde o início do projeto.

Ao João Eduardo Lopes pelas ideias e discussões técnicas.

À PSR Consultoria e em especial ao Mario Veiga, Bernardo Bezerra e Martha Carvalho pelo apoio técnico e incentivo na etapa final do projeto.

Ao Luiz Augusto Barroso, pelas discussões técnicas, apoio e auxílio na dissertação.

A todos meus amigos que me incentivaram na conclusão do projeto.

RESUMO

Diferentemente da maioria dos países no mundo, o Brasil apresenta predominância de usinas hidrelétricas em seu sistema elétrico de potência. Devido aos reservatórios de acumulação, o tomador de decisão pode escolher o melhor momento para uso da água para gerar energia ou utilizar as usinas termelétricas.

Com o objetivo de aproveitar ao máximo os recursos disponíveis, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) utiliza modelos computacionais matemáticos que têm por objetivo minimizar o custo esperado de operação de um determinado horizonte de planejamento, respeitando os critérios de segurança de suprimento. Este custo é composto principalmente pelo custo de despacho das termelétricas e pelo valor atribuído a possíveis cortes de carga (déficits de energia).

Dependendo do objetivo do estudo, o horizonte de planejamento pode variar de dias a vários anos. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), por exemplo, utiliza um plano decenal para sinalizar a expansão da oferta de energia, com discretização mensal; entretanto, quanto maior o horizonte e a discretização das tomadas de decisão, maiores são as incertezas das premissas e maiores os tamanhos dos problemas a serem resolvidos e conseqüentemente o tempo computacional relacionado às simulações com os modelos energéticos.

O ONS utiliza uma cadeia de modelos para o planejamento da operação do sistema elétrico, na qual o modelo de médio prazo utiliza cinco anos como horizonte de estudo, em base mensal, mais cinco anos de pós-estudo ou anos adicionais, de forma a evitar os efeitos do truncamento do tempo que haveria no final do estudo. Porém, esse período foi definido há décadas atrás, onde as características do sistema interligado nacional eram bastante distintas das atuais. Como exemplo, pode-se citar a capacidade de regularização relativa dos reservatórios, que reduziu consideravelmente frente à carga, principalmente pela decisão do governo em licitar usinas hidrelétricas com reservatórios pequenos ou praticamente inexistentes.

O objetivo deste trabalho é analisar a viabilidade da redução do horizonte de planejamento no modelo de médio prazo utilizado na programação mensal da operação, observando o trade-off entre a modificação no tamanho do problema computacional e a qualidade dos resultados.

Palavras-chave: Capacidade de Regularização, Horizonte de Planejamento, Otimização Energética, Planejamento da Operação Energética, Pós-Estudo.

ABSTRACT

Unlike most countries, Brazil has hydro-dominant and interconnected power system with large number of power plants. Due to the water reservoirs from hydro plants, the decision maker can analyze the best time to use the stored water to produce electricity and/or to dispatch thermoelectric plants.

With the aim to make the best use of the resources available, the Brazilian Independent System Operator (ONS) uses computational optimization models to support decision making. Such models aim to minimize operational costs for a given planning horizon, respecting a security of supply criteria. This cost is composed by the costs for producing electricity with thermal plants and the value attributed to possible load curtailments (energy deficits).

Depending on the objective of the study, the adopted planning horizon may comprise days, months, years or even decades into the future. For example, the Brazilian energetic planning company (EPE) uses a decadal plan to indicate the offer expansion. However, as bigger is the study discretization and longer is the planning horizon, the bigger are the process uncertainties as well as the computational time for performing model runs. The analysis of the variables, the constraints and the associated uncertainties can determine the best strategy to face this challenge.

In order to design monthly operational plans, ONS uses, in the medium-term model, five years as the planning horizon plus five years of after-study horizon or additional years to avoid the effect of ending time. This period was set decades ago but system configuration has significantly changed since it. One of these changes is the relative reduction in the system regularization capacity, mainly due to the government's decision to build hydro power plants with small reservoirs.

This work aims to investigate the possibility of reduction in the planning horizon for medium-term operational dispatch studies and the trade-off between the reduction of computational time and the quality of the achieved solution.

Keywords: After-study Horizon, Energy Operation Planning, Energy Optimization, Planning Horizon, Regularization Capacity.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – DIAGRAMA DE DECISÕES OPERATIVAS.....	6
FIGURA 2 - COMPOSIÇÃO DO CUSTO TOTAL DA OPERAÇÃO	7
FIGURA 3 - SIGNIFICADO DAS DERIVADAS DAS FUNÇÕES DE CUSTO FUTURO E IMEDIATO.....	7
FIGURA 4 - INTERLIGAÇÃO INICIAL DO SIN.....	14
FIGURA 5 - ATUAL ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	16
FIGURA 6 - PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA ATUAL.....	17
FIGURA 7 - DISCRETIZAÇÃO DO MAPA DOS ESTADOS	20
FIGURA 8 – EXEMPLO DE AGREGAÇÃO DAS USINAS EM RESERVATÓRIOS EQUIVALENTES DE ENERGIA.....	21
FIGURA 9 - EXEMPLO DE CÁLCULO DA CAR	29
FIGURA 10 - METODOLOGIA PARA O CÁLCULO DO NÍVEL META	32
FIGURA 11 - POCP - NÍVEL DE SEGURANÇA SEM A NECESSIDADE DE GERAÇÃO TÉRMICA ADICIONAL	32
FIGURA 12 - POCP - NÍVEL DE SEGURANÇA COM A NECESSIDADE DE GERAÇÃO TÉRMICA ADICIONAL	33
FIGURA 13 - VERIFICAÇÃO DA APLICAÇÃO DO POCP: SEM NECESSIDADE (A) E COM NECESSIDADE (B)	33
FIGURA 14 - ILUSTRAÇÃO DO CVAR.....	35
FIGURA 15 - ILUSTRAÇÃO DA SAR.....	37
FIGURA 16 - EXEMPLO DE PERÍODO CRÍTICO	40
FIGURA 17 - ARMAZENAMENTO MÁXIMO (EM VERMELHO) VS RELAÇÃO ARM_MÁX/CARGA (VERDE).....	42
FIGURA 18 - ÁREA INUNDADA/POTÊNCIA INSTALADA (KM ² /MW)	42
FIGURA 19 - EVOLUÇÃO DO VOLUME ÚTIL ACUMULADO E DA POTÊNCIA INSTALADA NO SIN	43
FIGURA 20 - ATRASOS VERIFICADOS NA EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA.....	45
FIGURA 21 - ATRASOS NA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO	46
FIGURA 22 - COMPARAÇÃO ENTRE A PREVISÃO DE DEMANDA E A REALIZADA.....	47
FIGURA 23 - COMPARAÇÕES DOS CASOS COM REDUÇÃO NOS ANOS DE PÓS-ESTUDO	52
FIGURA 24 - RESULTADOS DA VARIAÇÃO DA RESTRIÇÃO DE VOLUME MÍNIMO AO FINAL DO ESTUDO – 5 ANOS DE PÓS-ESTUDO.....	54
FIGURA 25 - RESULTADOS DA VARIAÇÃO DA RESTRIÇÃO DE VOLUME MÍNIMO AO FINAL DO ESTUDO – 0 ANOS DE PÓS-ESTUDO.....	55
FIGURA 26 - RESULTADOS DOS CASOS COM RESTRIÇÃO DE VOLUME MÍNIMO EM 50%, VARIANDO O NÚMERO DE ANOS ADICIONAIS	56
FIGURA 27 - RESULTADOS DOS CASOS COM RESTRIÇÃO DE VOLUME MÍNIMO EM 30%, VARIANDO O NÚMERO DE ANOS ADICIONAIS	57
FIGURA 28 - RESULTADOS DOS CASOS COM RESTRIÇÃO DE VOLUME MÍNIMO SEM ANOS ADICIONAIS COM O CASO BASE	58
FIGURA 29 - ANÁLISE DA VARIAÇÃO NAS CONDIÇÕES INICIAIS DOS RESERVATÓRIOS	59
FIGURA 30 - RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES SEM CONSIDERAR A UHE BELO MONTE.....	60
FIGURA 31 - RESULTADOS PARA OS CASOS COM DECK BASE DE DEZEMBRO DE 2013	61
FIGURA 32 - ANÁLISE DA REDUÇÃO DO HORIZONTE DE ESTUDO.....	62
FIGURA 33 - COMPARAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE ACUMULADA PARA O CMO SE/CO COM A REDUÇÃO DO HORIZONTE DE ESTUDO	64
FIGURA 34 - ANÁLISES COM A CAR.....	65
FIGURA 35 - RESULTADOS COM O CVAR	66
FIGURA 36 – COMPARAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE ACUMULADA PARA O PRIMEIRO MÊS DE ESTUDO	67
FIGURA 37 - DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE ACUMULADA DO CMO ANUAL DO SE/CO PARA 2015.....	68
FIGURA 38 - DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADES ACUMULADA DO SIN - JAN/15.....	68
FIGURA 39 - RESULTADOS PARA SIMULAÇÕES COM CVAR E OUTRA CONDIÇÃO INICIAL	69
FIGURA 40 - RESULTADOS PARA OS CASOS DE DEZEMBRO DE 2015.....	70

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - VALORES UTILIZADOS PARA O POCP	34
TABELA 2 - HORIZONTE DE PLANEJAMENTO DE MÉDIO PRAZO DE OUTROS PAÍSES	40
TABELA 3 - QUANTIDADE E TEMPO DE ATRASOS MÉDIOS DOS EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO.....	46
TABELA 4 - QUANTIDADE E ATRASO MÉDIO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO	46
TABELA 5 - RESULTADOS PARA O PRIMEIRO MÊS DE ESTUDO	67
TABELA 6 - ANÁLISES DA TAXA DE DESCONTO	71
TABELA 7 - 20 ITERAÇÕES - REDUÇÃO DO PÓS-ESTUDO - CASOS COM 5 ANOS	71
TABELA 8 - 20 ITERAÇÕES - REDUÇÃO DO PÓS-ESTUDO - CASOS COM 3 ANOS	72
TABELA 9 - 20 ITERAÇÕES - COMPARAÇÃO DOS CASOS COM 5 E 3 ANOS	72

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

Amforp – *American & Foreign Power Company*

ANA – Agência Nacional de Águas

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP – Agência Nacional do Petróleo

CAR – Curva de Aversão ao Risco

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCOI – Comitês Coordenadores para Operação Interligada

CCPE – Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

Chesf – Companhia Hidrelétrica do São Francisco

Chevap – Companhia Hidrelétrica do Vale do Paraíba

CME – Custo marginal de expansão

CMO – Custo marginal de operação

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNAEE – Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica

CNPE – Conselho Nacional de Políticas Energéticas

Conesp – Comissão de Nacionalização de Empresas Concessionárias de Serviços Públicos

CVaR – *Conditional value at risk*

DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

ENA – Energia Natural Afluyente

EPE - Empresa de Pesquisas Energéticas

ESS – Encargo de Serviço do Sistema

FFE – Fundo Federal de Eletrificação

GCOI – Grupos Coordenadores para Operação Interligada

GCPS – Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos

GTA – Geração térmica adicional

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

IGP-DI – Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna

Light – *Brazilian Traction Light and Power Company*

MAE – Mercado Atacadista de Energia

MAR – Mecanismo de aversão ao risco

NM – Nível Meta

MME – Ministério de Minas e Energia
MSSE – Modelo de Simulação a Sistema Equivalentes
MSUI – Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas
NSM – Nível de segurança mensal
NSPS – Nível de segurança do período seco
NSPU – Nível de segurança ao final do período úmido
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH – Pequenas centrais hidrelétricas
PDDE – Programação Dinâmica Dual Estocástica
PD – Programação Dinâmica
PDE – Programação Dinâmica Estocástica
PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia
PEN – Plano da Operação Energética
PL – Programação Linear
PLD – Preço de liquidação das diferenças
PMO – Programa Mensal da Operação Energética
PNE – Plano Nacional de Energia
POCP – Procedimentos Operativos de Curto Prazo
RGG – Reserva Global de Garantia
RGR – Reserva Global de Reversão
SAR – Superfície de Aversão ao Risco
Scen – Subcomitê de Estudos Energéticos
SIN – Sistema Interligado Nacional
Sinc – Sistema Nacional da Supervisão e Coordenação do Sistema Interligado
Sintrel – Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica
TCU – Tribunal de Contas da União
Termochar – Termelétrica de Charqueadas S.A.
UHE – Usina hidrelétrica
UTE – Usina termelétrica
VaR – Value at risk
VF – Volume final

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. MOTIVAÇÃO.....	1
1.2. OBJETIVOS	3
1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	3
2. PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO HIDROTÉRMICA.....	4
2.1. PLANEJAMENTO ENERGÉTICO	4
2.2. PLANEJAMENTO ENERGÉTICO BRASILEIRO	9
2.2.1. História	9
2.2.2. Modelo Setorial Atual.....	16
3. MODELOS E ESTUDOS DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO NO BRASIL	18
3.1. MODELO NEWAVE	19
3.2. TAXA DE DESCONTO	23
3.3. CUSTO DE DÉFICIT	24
3.4. MECANISMOS DE AVERSÃO AO RISCO	26
3.4.1. Armazenamentos Mínimos.....	27
3.4.2. Curvas de Aversão ao Risco - CAR.....	28
3.4.3. Procedimentos Operativos de Curto Prazo	30
3.4.4. Conditional Value at Risk – CVaR.....	34
3.4.5. Superfícies de Aversão ao Risco - SAR	36
3.5. OS PLANOS E OS HORIZONTES DE PLANEJAMENTO	38
3.6. PERÍODO CRÍTICO.....	40
3.7. REDUÇÃO DA CAPACIDADE DE REGULARIZAÇÃO	41
3.8. CENÁRIOS DE OFERTA E DEMANDA	43
3.9. CONCLUSÃO.....	48
4. METODOLOGIA E RESULTADOS	49
4.1. REDUÇÃO DO NÚMERO DE ANOS PÓS-ESTUDO	52
4.2. VARIAÇÃO DO VOLUME MÍNIMO NO FINAL DO ESTUDO	53
4.3. VARIAÇÃO DO NÚMERO DE ANOS PÓS E VOLUME MÍNIMO	55
4.4. ANÁLISE DA VARIAÇÃO DAS CONDIÇÕES INICIAS	58
4.5. ANÁLISE DA ALTERAÇÃO DA OFERTA DE USINAS A FIO D'ÁGUA	60
4.6. ANÁLISES PARA OUTROS MESES.....	61
4.7. VARIAÇÃO DO NÚMERO DE ANOS DE ESTUDO	62
4.8. ANÁLISES PARA DIFERENTES MARS.....	64
4.8.1. Análises com a CAR.....	64
4.8.2. Análises com o CVaR.....	65
5. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	71
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	76
ANEXO A – ARTIGO APRESENTADO NO X CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO (CBPE).....	83

1. INTRODUÇÃO

1.1. Motivação

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é o sistema de produção e transmissão de energia elétrica que abrange quase todo o território brasileiro. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em 2015, menos de 1% do consumo de energia elétrica no Brasil encontrava-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região Norte. Esse número deve diminuir ainda mais com a consideração da interligação dos sistemas isolados de Boa Vista, prevista para 2018 (EPE, 2016). O SIN pode ser definido como um sistema hidrotérmico de grande porte com predominância de usinas hidrelétricas (UHes) em cascata, com múltiplos proprietários e usinas termelétricas (UTES) que utilizam combustíveis de diferentes fontes.

Nesse ambiente, o problema de tomada de decisão relacionado ao despacho das centrais geradoras do SIN é de responsabilidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).¹ Nesse problema, o objetivo do ONS é minimizar o custo total de operação para atendimento da demanda do sistema (ONS, 2009), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Em função das incertezas associadas principalmente às afluições futuras dos rios e a possibilidade de guardar energia em forma de água nos reservatórios das UHes do sistema, são utilizados modelos matemáticos para determinar quais usinas gerarão energia elétrica para atender a demanda do sistema. Assim, os modelos de otimização energética utilizados no SIN buscam encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água dos reservatórios para produção de energia com UHes, e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das UTes e pelo custo atribuído a possíveis déficits de energia (CEPEL, 2005; Queiroz, 2007). Atualmente, esse processo de tomada de decisão é realizada através de técnica de otimização estocástica multi-estágio, mais especificamente a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) (PEREIRA E PINTO, 1985), que proporciona uma forma de se lidar com modelos de sistemas de grande porte ao evitar dificuldades computacionais associados ao caráter probabilístico do problema de

¹ O ONS é uma entidade de direito privado, sem fins lucrativos, criada em 26 de agosto de 1998, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN.

otimização (como o problema da maldição da dimensionalidade da programação dinâmica e programação dinâmica estocástica) (PEREIRA, 1989; MACEIRA *et al.*, 1994).

Diversos planos e estudos energéticos são feitos periodicamente pelos órgãos e empresas do setor elétrico, com diversas finalidades, objetivos e horizontes de planejamento. Para o planejamento da operação energética, o programa mensal da operação energética (PMO) é um dos principais estudos e é elaborado com a participação dos agentes envolvidos no SIN, em reunião conjunta liderada pelo ONS.

Os estudos do PMO são realizados em base mensal, discretizados em etapas semanais, por patamar de carga, e são revistos semanalmente para fornecer as metas e diretrizes a serem seguidas pelos órgãos executivos da programação diária da operação e da operação em tempo real. Além das diretrizes para a operação, o PMO também possui enorme importância no setor elétrico por ser a base para o cálculo do preço de liquidação das diferenças (PLD) calculados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que também é utilizado como preço de referência para a comercialização de energia.

Atualmente, no PMO, é utilizada a cadeia de modelos computacionais de otimização desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), sendo que um desses é o de médio prazo, que utiliza como horizonte de planejamento (ou estudo) 5 anos (ANEEL, 2009a). A princípio, esse horizonte representaria aproximadamente o tempo que seria necessário para esvaziar os reservatórios das UHEs em períodos de secas extremas. Entretanto, com o aumento no consumo de energia e a restrição em construir UHEs com reservatórios, reduziu-se a proporção capacidade de armazenamento/carga. Conseqüentemente, é provável que o número de anos que seria necessário para o esvaziamento dos reservatórios também tenha diminuído.

No modelo de médio prazo também são utilizados mais 5 anos subsequentes ao horizonte de estudo (pós estudo ou anos adicionais), que visam minimizar o truncamento do tempo, ou seja, que haja a ruptura após o horizonte de estudos, o que poderia fazer com que o modelo utilize toda a água dos reservatórios (fonte mais barata de energia) (WALLACE e FLETEN, 2003).

1.2. Objetivos

Como os dados de entrada para o modelo de médio prazo são atualizados mensalmente no PMO, podemos considerar que todo mês é feito o planejamento da operação para dez anos à frente, nos quais os resultados têm a validade de um mês apenas.

Este trabalho propõe analisar a redução, tanto do horizonte de estudos, quanto o de pós-estudo no modelo de médio prazo utilizado no programa mensal da operação energética. É avaliado o *trade-off* entre os possíveis benefícios dessa redução, principalmente no tempo computacional, e as possíveis diferenças na solução ótima encontrada.

1.3. Estrutura da Dissertação

O Capítulo 2 traz um panorama bibliográfico sobre o problema do planejamento do despacho hidrotérmico, além das diferentes abordagens e técnicas de otimização da operação. Neste capítulo também é abordada a evolução do sistema elétrico brasileiro, dos primórdios ao modelo setorial em vigor, além da introdução aos principais modelos computacionais utilizados no programa mensal de operação.

No Capítulo 3 é descrita a metodologia e os principais parâmetros utilizados no Newave, modelo matemático de otimização energética de médio prazo utilizado no setor elétrico. Também serão discutidos os mecanismos de aversão ao risco que podem ser utilizados para aumentar a segurança de suprimento, além dos principais planos e estudos do setor elétrico e os respectivos horizontes de planejamento. Neste capítulo, também são discutidos os motivos para a utilização do período de estudo utilizado no modelo de médio prazo, e as dificuldades para a elaboração do cenário de oferta e demanda de energia.

No Capítulo 4 é apresentada a metodologia utilizada para a realização das análises e os resultados esperados para cada conjunto de rodadas. Na sequência, são apresentadas as simulações e resultados obtidos para a análise da redução do número de anos de pós-estudo do modelo de médio prazo, utilização de armazenamentos mínimos no final do horizonte para compensar a redução dos anos adicionais, redução do horizonte de planejamento, dentre outras análises.

O Capítulo 5 apresenta as conclusões dessa dissertação e as propostas para desenvolvimentos futuros.

2. PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO HIDROTÉRMICA

2.1. Planejamento Energético

A energia elétrica tem sido cada vez mais utilizada pela sociedade, em todos os setores: industrial, comercial e residencial. Para garantir o suprimento da demanda é necessário um planejamento que tem por objetivo expandir o parque gerador de energia e operá-lo da maneira mais barata possível e com confiabilidade desejada.

Os sistemas de potência podem ser classificados como: termelétricos, hidrelétricos e hidrotérmicos dependendo do parque gerador utilizado, contemplando só usinas térmicas, somente hidráulicas, ou ambas, respectivamente (PEREIRA, 2006). Com o desenvolvimento de novas tecnologias, principalmente as que utilizam fontes de energia renovável, poderia ser incluída uma nova classificação: sistemas híbridos, onde as UTEs e UHEs estariam integrados com fontes eólicas, solares, baterias e sistemas de gestão de demanda.

Nos sistemas termelétricos, o problema de planejamento de geração, geralmente é solucionado com a ordenação das UTEs em relação aos seus custos variáveis de operação e o atendimento da demanda se dá com a unidade de menor custo incremental (custo necessário para se produzir um MWh adicional). Porém, o problema se torna mais complexo com a consideração de limites operacionais das UTEs, custo de entrada de operação, restrições de defluência das UHEs, volumes operacionais, dentre outros fatores (FORTUNATO *et al.*, 1990).

A operação de sistemas termelétricos tem como características básicas: o desacoplamento no tempo, já que a decisão tomada no presente não afeta o custo de operação do próximo estágio.² As unidades geradoras têm custo direto de operação, pois a operação de uma UTE não afeta o custo, a capacidade ou a disponibilidade de outra usina. A confiabilidade do fornecimento de energia depende somente da capacidade total de geração disponível (incluindo a logística de combustível) e não da estratégia de operação das unidades do sistema (CEPEL, 2003).

A interligação entre sistemas permite a redução dos custos totais de operação, através do intercâmbio de energia e aumento da confiabilidade de fornecimento através da repartição

² Essa característica pode ser alterada com a utilização de restrições na compra de combustível, onde a decisão da compra é tomada em período diferente da utilização do combustível, como por exemplo, no despacho antecipado para usinas que utilizam gás natural liquefeito importado.

das reservas (CEPEL, 2003). Caso um subsistema possua um custo de operação mais elevado que um vizinho, é intuitivo que o mais econômico seria a transferência de energia do sistema de custo de operação mais barato para o sistema de custo de operação mais elevado. Assim, neste caso, os intercâmbios de energia resultam na otimização global dos custos de operação do sistema interligado e a coordenação entre subsistemas térmicos se faz unicamente através dos custos (PEREIRA, 2006).

Um sistema hidrelétrico é caracterizado quando a geração elétrica é exclusivamente hidráulica. Os efeitos das possíveis estiagens, considerando armazenamento de água limitado, só são minimizados com a possibilidade de compra de energia dos sistemas vizinhos. O problema da operação em sistemas exclusivamente hidráulicos pode ser relacionado ao pagamento de “royalties” pela utilização da água e a custos de penalização pelo não atendimento à demanda, mas, em geral, os múltiplos objetivos da operação levam em consideração a minimização do vertimento, maximização do armazenamento no final do horizonte, entre outros (FORTUNATO *et al.*, 1990).

Neste caso, a decisão é dificultada pela aleatoriedade das vazões naturais afluentes, limitação da capacidade dos reservatórios, a não linearidade das funções de geração, acoplamento hidráulico das usinas e o tempo de deslocamento do volume de água para UHEs em cascata. Portanto, esse tipo de sistema é estocástico e não linear, onde as regras operativas são usualmente baseadas em métodos heurísticos ou de otimização matemática clássica (FORTUNATO *et al.*, 1990; LYRA FILHO, 1984).

Em sistemas hidrotérmicos, pode-se utilizar a energia armazenada "grátis" dos reservatórios de água para atender a demanda, substituindo assim a geração dispendiosa das unidades termelétricas. Entretanto, a quantidade de água afluyente aos reservatórios é desconhecida, pois depende basicamente das chuvas que irão ocorrer no futuro. Além disso, a capacidade de armazenamento nos reservatórios é limitada. Isto introduz uma relação entre a decisão de operação e as consequências futuras desta decisão, ilustrada na Figura 1. Por exemplo, se decidirmos utilizar a água para gerar energia e atender o mercado hoje e no futuro ocorrer uma seca, será necessário utilizar geração termelétrica, de custo mais elevado, ou até, interromper o fornecimento de energia. Se, por outro lado, optarmos pela maior geração termelétrica no presente, guardando água, e ocorrerem vazões elevadas no futuro, poderá haver

vertimento no sistema, o que representaria desperdício de energia e, conseqüentemente, do dinheiro gasto no combustível e operação térmica (CEPEL, 2003).



Figura 1 – Diagrama de decisões operativas

Assim, o custo imediato varia de acordo com a decisão de utilizar, ou não, o estoque de água nos reservatórios para gerar energia. Quanto mais se usa a água, menor será o custo imediato, pois há uma diminuição do consumo de combustível; e, por outro lado, quanto maior for a geração térmica para poupar a água armazenada, maior será o custo imediato. Esta relação, entre volume e custo pode ser definida como uma função, a função custo imediato.

Já o custo futuro depende da decisão anterior para ser definido, ou seja, se a água armazenada nos reservatórios for utilizada anteriormente, as fontes de geração usadas para o suprimento da demanda futura serão mais caras, ocasionando um alto custo futuro. Caso se tenha optado por reservar água, haverá disponibilidade no futuro, proporcionando uma maior geração hidráulica e menor custo futuro. Analogamente ao custo imediato, podemos definir a relação entre volume e custo como uma função, a função custo futuro. A Figura 2 mostra a relação entre o estoque de água nos reservatórios e os custos futuro, imediato e total.

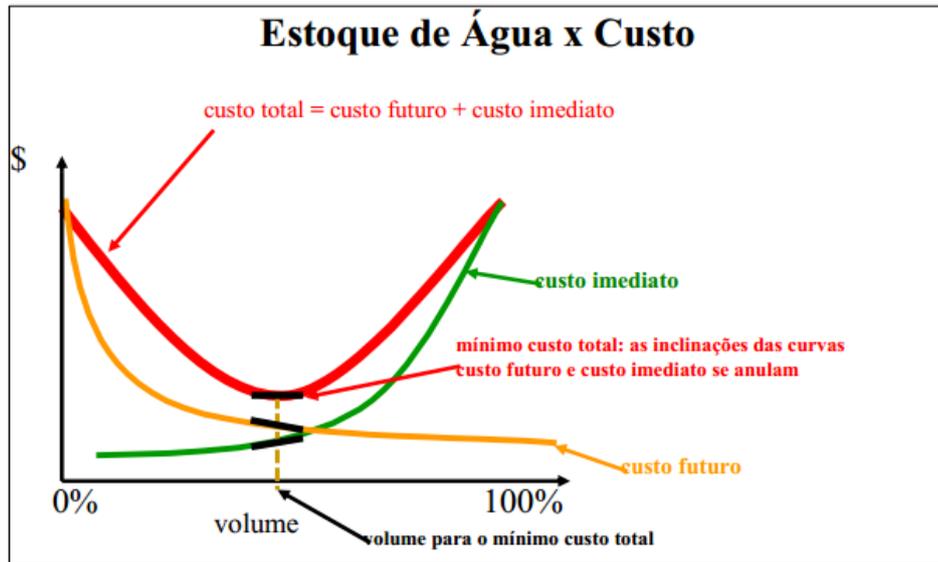


Figura 2 - Composição do custo total da operação

Fonte: Pereira (2006)

As inclinações, ou derivadas, de cada função têm um significado; por exemplo, a derivada da função custo futuro é o custo incremental futuro para certo volume armazenado e é chamada de “valor da água”. A derivada da função custo imediato é o custo incremental de suprimento do sistema por geração de usinas não hidráulicas, ou seja, é o custo incremental de geração das UTEs, importação de energia e o custo de déficit, necessário para se atingir certo volume armazenado. E a derivada da função custo total representa o custo marginal de operação no período de planejamento, em função do volume armazenado (PEREIRA, 2006), como exemplificadas na Figura 3

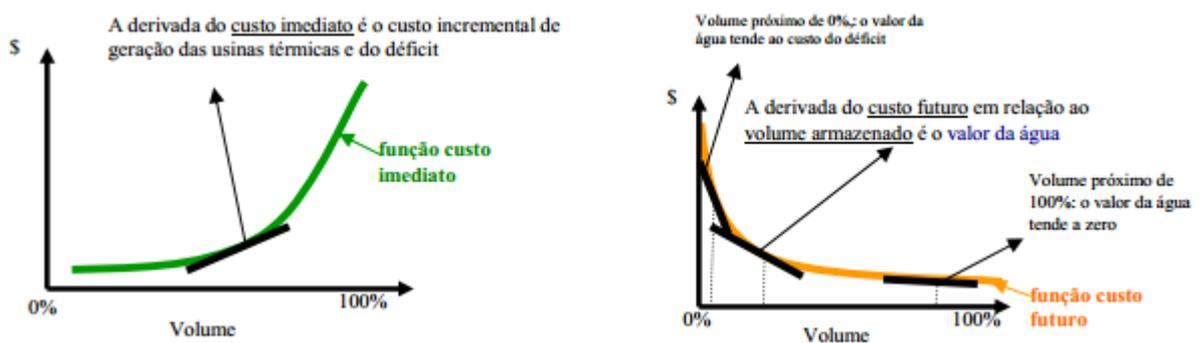


Figura 3 - Significado das derivadas das funções de custo futuro e imediato

Fonte: Pereira (2006)

Assim, o objetivo principal da operação consiste em encontrar um volume que os custos imediatos e futuros somados reflitam no menor custo total.

Portanto, o problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos possui características que podem ser assim resumidas (TERRY, 1986; CEPEL, 2003):

- é acoplado no tempo, ou seja, é necessário avaliar as consequências futuras de uma decisão no presente, sendo a melhor solução o equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento;
- é dinâmico e estocástico, pois existe a irregularidade das vazões afluentes aos reservatórios, que variam sazonalmente e regionalmente;
- é acoplado no espaço, ou seja, há interdependência na operação de UHEs, pois a quantidade de água liberada em uma usina afeta a operação de outra situada a jusante devido a construção de usinas em cascata, ou seja, ao longo de um mesmo rio, ou a mesma bacia hidrográfica. Este fator se agrava ao considerar que no SIN existem usinas em um mesmo rio com concessões para diferentes empresas, assim, poderiam ocorrer situações onde uma empresa quisesse gerar mais energia e a outra não, ou vice-versa, necessitando assim de negociação entre as empresas ou um órgão ou entidade neutra para mediar o conflito ou determinar a geração de ambas;
- o valor da energia gerada por uma UHE somente pode ser medido em termos da economia resultante nos custos de geração térmica ou déficits evitados e não diretamente como uma função apenas do estado da usina;
- os objetivos de economia de operação e confiabilidade de atendimento são claramente antagônicos: a máxima utilização da energia hidrelétrica disponível a cada etapa é a política mais econômica, pois minimiza os custos de combustível. Entretanto, esta política é a menos confiável, pois resulta em maiores riscos de déficits futuros. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível. Entretanto, isto significa utilizar mais geração termelétrica e, portanto, aumentar os custos de operação. O equilíbrio entre os custos de operação e a

confiabilidade é obtido através do custo do déficit, que representa o impacto econômico associado à interrupção do fornecimento. A determinação do custo do déficit é um problema muito complexo, porém fundamental para a determinação da política de operação mais adequada para o sistema. Se o custo do déficit é muito baixo, resulta em uma utilização excessiva dos reservatórios e, portanto, em maiores riscos de racionamento no futuro. Se o custo de déficit é muito alto, resulta em uma utilização excessiva dos recursos térmicos do sistema e, portanto, em custos de operação elevados.

Historicamente, no Brasil e no resto do mundo, para simplificar o problema e permitir sua solução, somente tem sido tratada a incerteza das vazões. As incertezas sobre a demanda, custos de combustível das UTEs e cronograma de expansão do sistema não são explicitamente modeladas, mas consideradas através de cenários mais prováveis.

Assim, a decisão operativa é tomada sob incerteza e, para auxiliar, diversas técnicas podem ser usadas na otimização do despacho hidrotérmico. Dentre elas, podemos destacar a Programação Dinâmica – PD; PD Estocástica - PDE; PD Dual Estocástica – PDDE; Programação Linear – PL; PL Inteira Mista e o Métodos de Pontos Interiores; Programação não linear; algoritmos não lineares de fluxo de rede e mais recentemente, Algoritmos Evolucionários e Inteligência Artificial (MARTINEZ, 2001; ALENCAR, 2012; FDTE, 2012; LACTEC, 2012).

2.2. Planejamento Energético Brasileiro

2.2.1. História

A indústria brasileira de eletricidade, como atividade organizada, passou a existir ainda no século XIX, mediante concessões outorgadas, especialmente ao capital privado, onde os principais usos da energia eram para serviços de tração (bondes) e iluminação. Esta indústria teve como principais características a proliferação de sistemas isolados e a concentração em usinas próximas aos grandes centros. A tecnologia de transmissão da época não permitia o transporte de energia a longas distâncias, nem a implantação de uma rede de distribuição que abrangesse grandes áreas. Além disso, a transmissão tinha como objetivo a transferência de energia em épocas de crise, o que não implicou em uma operação coordenada das usinas; cada companhia mantinha o critério que melhor lhe conviesse (CABRAL e CACHAPUZ, 2000).

Até a década de 1950, a interligação dos sistemas elétricos, se deu por iniciativa de duas empresas estrangeiras: a *Brazilian Traction Light and Power Company* (Light) e a *American & Foreign Power Company* (Amforp). Em 1930, a Amforp mostrou pioneirismo em seus investimentos no interior paulista, promovendo a interligação dos principais municípios do interior, tais como Campinas, Araraquara, Ribeirão Preto e São José do Rio Preto e, pela primeira vez no Brasil, criou-se um sistema interligado, que tinha como característica um despacho centralizado, maximizando o aproveitamento total da energia disponível (CABRAL e CACHAPUZ, 2000).

Em 1934, foi aprovado o Código das Águas. Este código tornou o Estado proprietário dos potenciais hidrelétricos, cujos usos poderiam ser delegados a terceiros através de autorizações ou concessões. As tarifas passaram a ser fixadas segundo os custos de operação e valor de investimentos, o que desestimulou fortemente a participação de empresas privadas no setor elétrico e provocou uma crise de abastecimento. A escassez no abastecimento de energia elétrica levou o governo federal a suspender as exigências legais que impediam a expansão e interligação dos sistemas elétricos e criou o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE) encarregado de tratar da regulamentação e do desenvolvimento do setor.

Na década de 1950, o Estado interveio, sendo que em 1953 foi criado o Fundo Federal de Eletrificação (FFE) com o objetivo de financiar o desenvolvimento do Setor Elétrico através de cobrança de impostos sobre a energia elétrica (MARQUES, 2006).

A Eletrobrás foi criada em 1961, mas oficialmente instalada no ano seguinte, passando a administrar o FFE e assumiu as características de uma empresa *holding*, ancorada na Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf), Central Elétrica de Furnas, Companhia Hidrelétrica do Vale do Paraíba (Chevap) e Termelétrica de Charqueadas S.A. (Termochar) – além de conjunto de empresas associadas. A Eletrobrás integrou a Comissão de Nacionalização de Empresas Concessionárias de Serviços Públicos (Conesp), participando decisivamente do processo de compra das empresas do grupo norte-americano Amforp, em 1964 (MEMÓRIA DA ELETRICIDADE, 2016).

A interligação do sistema Centro-Sul, como era designada a Região Sudeste, se deu de uma forma gradativa, com uma substancial participação do capital privado e a criação de empresas estatais. O início da operação da UHE Furnas foi fundamental para esta interligação. Existiam nessa época alguns outros sistemas interligados, dentre eles Espírito Santo – Minas

Gerais, Paraíba-Bahia-Ceará e Região do Rio Grande do Sul (ONS, 2003). Assim, surgiu a necessidade de uma coordenação operacional mais efetiva entre as empresas do sistema e no fim da década de 1960, foram criados os Comitês Coordenadores para Operação Interligada (CCOI). Com a interveniência do CCOI foram firmados os primeiros acordos operacionais para armazenamento de energia em forma de água. Uma empresa recebia energia de outra, que detinha sobras temporais não armazenáveis em seu reservatório, para posterior devolução (ONS, 2003).

A partir do Decreto nº 60.824, de junho de 1967, foi oficializado o Sistema Nacional de Eletrificação e a atuação da Eletrobrás foi consolidada, com a definição de seu papel de executor da política federal de energia elétrica.

Em 1968 foi instituído o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), substituindo outros órgãos, dentre eles o CNAEE. Assim, essa estrutura básica da administração federal dos serviços de energia elétrica se manteve durante quase três décadas: de um lado o DNAEE, órgão normativo e fiscalizador, e do outro a Eletrobras, empresa responsável pelo planejamento e execução da política federal de energia elétrica (CACHAPUZ, 2002).

Portanto, o planejamento energético antes da década de 1970 era feito pelas próprias empresas de sistemas elétricos, que definiam seus requisitos e projetos de geração, principalmente voltados aos seus sistemas isolados, ou pouco interligados. O crescimento econômico brasileiro proporcionou uma demanda maior de energia, e conseqüentemente, aumento de geração e transmissão. Para proporcionar o aproveitamento mais racional das fontes energéticas nacional, foi necessária uma maior integração do sistema eletro-energético, levando a uma operação coordenada por um órgão centralizador (ZAMBELLI, 2006; BRANDI, 2011; MEMÓRIA DA ELETRICIDADE, 2016).

Criados em 1973, os Grupos Coordenadores para Operação Interligada (GCOI) contribuíram decisivamente para a integração das empresas do setor, articulando as informações e os meios imprescindíveis à operação dos sistemas de geração e transmissão de eletricidade. (Memória da Eletricidade, 2016). Outro fator importante para o processo de centralização do setor foi a instituição da equalização tarifária em todo o território nacional por meio do Decreto-Lei nº 1.383, de dezembro de 1974, criando a Reserva Global de Garantia (RGG), constituído com parcela dos recursos da Reserva Global de Reversão (RGR). A RGG permitiu à Eletrobras

equalizar as tarifas e viabilizar sistemas de fornecimento de energia elétrica em regiões mais distantes dos centros consumidores e a geração termonuclear (CACHAPUZ, 2002).

Assim, o planejamento energético iniciou-se com a utilização de curvas-limite, que determinava o nível dos reservatórios acima dos quais, mesmo ocorrendo as vazões do período crítico, seria possível garantir o atendimento da demanda até o fim do horizonte de planejamento. A curva era calculada por uma simulação inversa no tempo, utilizando a pior sequência de afluições do histórico. Cada vez que a energia armazenada atingisse a curva-limite, todas as UTEs eram operadas com sua geração máxima (KLIGERMAN, 2009). Esse método, apesar de simples, era uma maneira pouco econômica de operar o sistema, pois a probabilidade de repetição das sequências negativas do passado é pequena (FORTUNATO *et al.*, 1990). Cada região possuía uma curva-limite, calculada com o respectivo período crítico. A segurança do atendimento era, portanto, o único critério considerado no planejamento (KLIGERMAN, 2009).

O decreto nº 73.102, de 1973, regulamentou as atividades dos Comitês Executivos dos GCOIs e indicou os critérios, normas e metodologias a serem seguidas para os serviços de geração, transmissão e distribuição. Quanto ao planejamento da operação, o decreto previu dois estudos: o Plano de Operação, para cada ano civil subsequente, e o Programa de Operação, para cada mês. O primeiro deveria definir os valores contratuais de suprimento de energia e potência para o ano seguinte, com base nos recursos de oferta estimados e os requisitos de cada empresa. Eventuais superávits de Furnas e Eletrosul deveriam ser repassados às empresas deficitárias (ONS, 2003).

Para o efetivo funcionamento do Plano e do Programa de Operação, havia a necessidade de desenvolvimento e emprego de ferramentas computacionais aplicadas à análise da operação de sistemas hidrotérmicos, como modelos de otimização, simulação e previsão. Havia, no entanto, a carência, mesmo em estudos internacionais, de programas diretamente aplicáveis a sistemas com características semelhantes ao brasileiro (PEREIRA, 2006).

A crescente expansão do sistema elétrico no período de 1974 a 1984 aumentou a complexidade dos sistemas, exigindo o desenvolvimento e a implementação de novas metodologias e novos critérios para otimizar a operação. Nesse período, foram desenvolvidos dois modelos computacionais: o Modelo de Simulação a Sistema Equivalentes (MSSE) e o Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas (MSUI) (CACHAPUZ, 2002). Em 1976, a

Eletrobrás iniciou estudos para a implementação do Sistema Nacional da Supervisão e Coordenação do Sistema Interligado (Sinc), com o objetivo de viabilizar a coordenação da operação de curto e médio prazos do sistema interligado (ONS, 2003).

Em 1976, pesquisadores do CEPEL desenvolveram um modelo de planejamento da operação do parque gerador utilizando programação dinâmica estocástica, através do qual, a partir da minimização dos custos de operação ao longo do horizonte de planejamento e da probabilidade do comportamento das afluições, define-se, a cada mês, a fração ótima de utilização dos recursos hidráulicos e térmicos na operação do sistema. No ano seguinte, o GCOI, através de seu Subcomitê de Estudos Energéticos (Scen), em função de eventos de cheias no sistema hidrelétrico, introduziu nas restrições de seus modelos, o conceito de operação hidráulica dos reservatórios para controle de cheias e proteção de áreas a jusante (GCOI, 1999).

Com a utilização da PDE, o critério de otimização da operação passou a ser o mínimo custo total esperado. Para a implementação desta técnica, foi utilizado no algoritmo um custo de déficit de energia, estipulado como um valor superior ao custo da UTE mais cara disponível. Cada região elétrica era representada pela agregação de todos os reservatórios de suas usinas como um único reservatório equivalente (KLIGERMAN, 2009). Inicialmente, o algoritmo da PDE era utilizado em um reservatório equivalente por vez, e as trocas de energias entre as regiões eram determinadas por metodologias heurísticas de busca da igualdade entre os custos marginais. Nessa metodologia, que começou a ser utilizada no planejamento energético em 1979, foi empregado com um horizonte de planejamento de 5 anos, os mesmos da metodologia anterior (ARARIPE NETO, 1983; KLIGERMAN, 2009).

Porém, a futura Interligação Norte-Sul, entre o Norte/Nordeste e o Sudeste/Centro-Oeste, tornou-se fundamental a otimização simultânea dos quatro reservatórios equivalentes, conforme ilustrado na Figura 4.



Figura 4 - Interligação inicial do SIN

Fonte: Kligerman (2009)

Assim, para solucionar esse problema, foram apresentados os trabalhos pioneiros de Pereira (1985, 1989) e Pereira e Pinto (1985, 1991), que evitam a discretização dos estados de cada elemento do sistema através da técnica de Decomposição de Benders (BENDERS, 1962) combinado com Simulação de Monte Carlo, e a criação da função de custo futuro por um processo iterativo. Destes trabalhos se originaram os modelos utilizados atualmente: Newave, para o médio prazo e o Decomp, para o curto prazo. O modelo Newave, desenvolvido pelo CEPTEL sob um contrato da Eletrobrás em 1993, passou a ser utilizado nos estudos de planejamento em 1997, já incorporando interligação Norte/Nordeste.

No final do ano de 1980, foi criado o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), com o objetivo de coordenar o planejamento dos sistemas elétricos, consolidando a estrutura do planejamento energético. O GCPS foi substituído em 1999 pelo Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE).

A década de 1990 foi marcada pela instabilidade econômica, devido à expressa ameaça de retração da oferta de capital externo. As crises mexicana e russa afetaram negativamente a economia brasileira (PEREIRA, 2006). A desaceleração do crescimento econômico nacional, após o Plano Real, em 1994, não foi acompanhada pelo consumo de energia elétrica. A expansão do mercado de energia elétrica a taxas superiores às projetadas foi motivo de preocupação para os órgãos de planejamento da expansão e da operação, pois os investimentos

na expansão da transmissão e geração continuaram insuficientes para acompanhar o crescimento da demanda (ONS, 2003).

O governo, com o intuito de reorganizar o setor, promoveu uma reforma da legislação tarifária em março de 1993. A Lei no 8.631 “promoveu a individualização das tarifas de energia elétrica por concessionária, suprimindo a remuneração garantida e a chamada equalização tarifária” (CABRAL e CACHAPUZ, 2000). Ainda em 1993, o governo estimulou a entrada de capital privado no setor de energia elétrica e autorizou a formação de consórcios de autoprodutores, concessionários ou permissionários que geram energia para seu consumo exclusivo, além de promover a abertura da rede de transmissão federal mediante a criação do Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (Sintrel) (CABRAL e CACHAPUZ, 2000).

O governo encomendou estudos a empresas de consultoria com experiência internacional, concluídos em 1997, sobre a melhor maneira de se reestruturar o setor de energia elétrica no País. As recomendações destes estudos sugeriam ações voltadas à reformulação e à privatização do setor (CABRAL e CACHAPUZ, 2000). Nessa reestruturação, foi criada a ANEEL, substituindo o DNAEE, com o objetivo de ser o novo órgão regulador e fiscalizador das atividades de energia elétrica no País.

O Mercado Atacadista de Energia (MAE) e o ONS foram criados em 1998, com a função de intermediar todas as transações de compra e venda de energia nos sistemas elétricos interligados e coordenar e controlar a operação das usinas e da rede básica de transmissão dos sistemas interligados, respectivamente.

O ONS foi constituído como pessoa jurídica de direito privado, tendo o MME como membro e com poder de veto. O ONS assumiu as funções de supervisão e controle da operação e as tarefas de planejamento e programação eletroenergética, atribuídas ao extinto GCOI, além de novas funções, como a administração do transporte de energia (CABRAL e CACHAPUZ, 2000).

Em meados do ano 2000, foi regulamentado o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), criado em 1997, como órgão de assessoramento do presidente da República para a formulação de políticas e diretrizes ligadas à energia.

O modelo do setor elétrico brasileiro implantado não funcionou a contento por várias razões (BAJAY, 2006), dentre elas: a elevada percepção de risco por parte dos principais agentes privados do setor elétrico, um planejamento indicativo da expansão inoperante e a falta de execução do planejamento, conduzindo o país a uma grave crise de racionamento de energia elétrica em 2001, que durou até fevereiro de 2002. O racionamento acabou por evidenciar a necessidade de um planejamento de médio prazo adequado e de medidas de segurança energéticas adicionais aos até então utilizados.

2.2.2. Modelo Setorial Atual

As leis números 10.847 e 10.848, de 15/03/2004 implementaram o novo modelo para o setor elétrico brasileiro, com um arranjo institucional que valoriza as concessionárias de serviço público e mantém a desverticalização das atividades, conforme ilustrado na Figura 5.

O novo modelo para o setor elétrico brasileiro criou a EPE, um órgão de apoio ao MME nas atividades de planejamento energético. A EPE desenvolve planos estratégicos de expansão do setor energético como um todo, a longo prazo (20 anos, ou mais), além do já tradicional plano decenal de expansão. No atual modelo, o MAE foi substituído pela CCEE. A Figura 5 apresenta a estrutura atual do setor elétrico brasileiro com a representação dos diversos agentes e algumas de suas atribuições.



Figura 5 - Atual estrutura do setor elétrico brasileiro

Fonte: ONS (2016)

Com a nova estrutura, o planejamento da operação energética, a cargo do ONS, ficou dividido conforme diagrama da Figura 6:

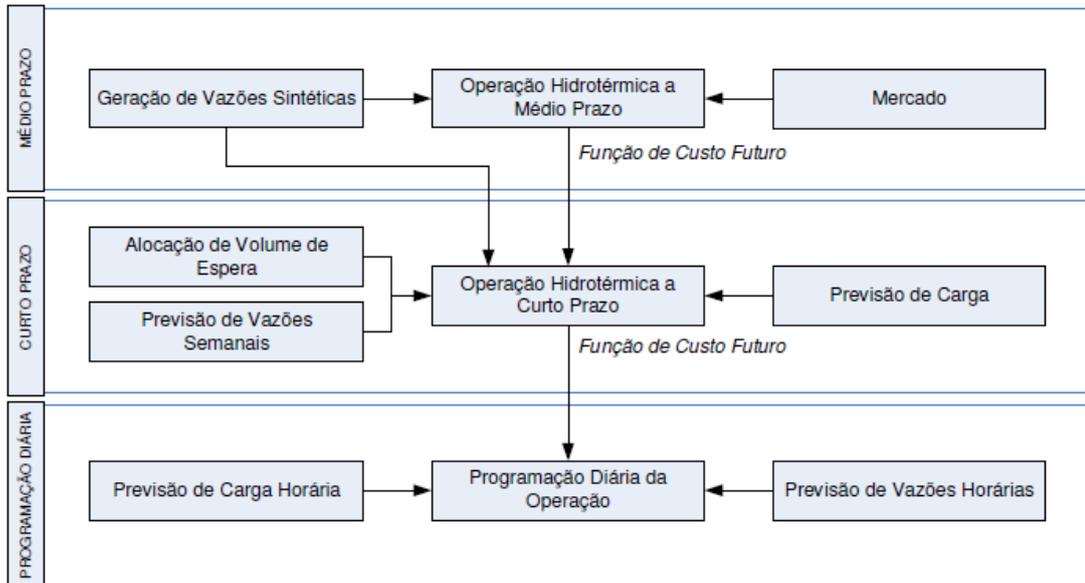


Figura 6 - Planejamento da operação energética atual

Fonte: Francisco (2006)

Desta forma, o planejamento da operação ficou dividido em etapas, sendo os horizontes de planejamento praticamente mantidos em relação aos até então utilizados. Assim, o médio prazo, com cinco anos de estudo, busca a política operativa, onde o detalhamento do sistema acaba perdendo relevância para as incertezas futuras. Já o planejamento de curto prazo (até um ano de planejamento), onde existe o detalhamento maior das usinas e sistemas de transmissão, fornece as diretrizes para a programação diária.

3. MODELOS E ESTUDOS DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO NO BRASIL

Para auxiliar na decisão operativa, o ONS utiliza a cadeia de modelos computacionais de otimização do CEPEL, sendo o Newave, modelo de planejamento da operação de médio prazo; Decomp, modelo de planejamento da operação de curto prazo; e o modelo Dessem, que será utilizado para dar suporte ao despacho hidrotérmico de curtíssimo prazo, em conjunto com outros modelos e ferramentas computacionais de suporte.

O modelo Decomp tem o objetivo de determinar a estratégia de operação de curto prazo que minimize o valor esperado do custo total de operação e considera as UHEs de forma individualizadas. O modelo define, para cada patamar de carga, a meta de geração de UHE e UTE, os intercâmbios entre os subsistemas e os contratos de importação e exportação de energia, caso existam. Este modelo considera de forma mais detalhada as restrições operativas do sistema que o modelo de médio prazo, e a incerteza acerca das vazões afluentes aos diversos aproveitamentos do sistema é representada por meio de cenários hidrológicos para os primeiros estágios. A metodologia empregada para a solução do problema é a PDDE, a mesma do Newave. Outros importantes resultados do modelo são os custos marginais de operação que são utilizados como base para o cálculo do PLD que é utilizado como o preço “*spot*” para a compra e a venda de energia no mercado de curto prazo brasileiro. O Decomp tem como horizonte de planejamento máximo 12 meses, mas atualmente é utilizado com 2 meses, sendo o primeiro em etapas semanais.

O Modelo de Despacho Semanal – Dessem será utilizado como sistema de apoio à decisão – SAD pelo ONS, para a formulação de propostas para a programação diária da operação. Estas propostas serão encaminhadas para os Agentes com diretrizes operativas diárias aderentes ao PMO.

O Dessem é um modelo de otimização com as mesmas concepções básicas do Decomp, com a grande vantagem de representar em conjunto (para um horizonte de até 15 dias), o despacho de cada usina geradora e a topologia da rede de transmissão disponível para os dias de estudo, permitindo, portanto, a representação e a avaliação dos impactos elétricos, energéticos e de custos das restrições no sistema de transmissão e geração decorrentes de manutenções e/ou indisponibilidades forçadas verificadas antes do “Dia D” da operação em

tempo real. Além disso, haverá um ganho na medida em que se consolidam as orientações/diretrizes eletroenergéticas definidas nos PMOs e suas revisões.

O modelo Newave é utilizado tanto no planejamento da expansão quanto da operação, e devido a sua importância e ser o foco desse trabalho será detalhado a seguir.

3.1. Modelo Newave

Como vimos, uma ferramenta matemática que pode ser utilizada para a solução do problema de despacho de sistemas hidrotérmicos é a programação dinâmica estocástica. Na PDE, o problema de otimização se divide em estágios de tempo, e determina-se a decisão de menor custo a cada estágio, de acordo com estado em que se encontra o sistema. A solução ótima e a definição das decisões para o problema são baseadas na probabilidade atribuída a todas as possibilidades futuras e suas consequências. Assim, se cada um dos volumes dos N reservatórios e cada uma das N aflúncias incrementais no estágio anterior sejam discretizados em M intervalos, haveria M^{2N} estados discretos no espaço dos estados do sistema. É fácil ver que o número de estados discretizados e conseqüentemente, o esforço computacional, cresce exponencialmente com o número de variáveis de estado (FORTUNATO *et al.*, 1990). Por exemplo, supondo-se $M=20$ intervalos têm-se:

$$1 \text{ reservatório} \rightarrow 20^2 = 400 \text{ estados}$$

$$2 \text{ reservatórios} \rightarrow 20^4 = 160 \text{ mil estados}$$

$$3 \text{ reservatórios} \rightarrow 20^6 = 64 \text{ milhões de estados}$$

Esse é o “mal da dimensionalidade” da PDE, e é a principal desvantagem dessa técnica. Uma das formas de reduzir esse “mal” é limitando o número de variáveis de estado pela agregação do armazenamento dos reservatórios do sistema (FORTUNATO *et al.*, 1990). O Newave calcula funções que mapeiam o espaço de estados (energia armazenada nos reservatórios e energias afluentes passadas) ao valor da função-objetivo (custo total de operação) e utiliza a técnica da PDDE que permite reduzir substancialmente o número de cálculos da função objetivo no espaço de estados através do cálculo da derivada da função objetivo para cada um destes pontos, onde cada derivada define um hiperplano no espaço de estados (uma reta no caso bidimensional da Figura 7).

Desta forma, como a função objetivo é aproximada por uma função linear por partes, não apenas se contorna o problema de dimensionalidade, como também se torna possível determinar o ponto ótimo através de algoritmos de programação linear, que são bastante eficientes (LACTEC, 2012).

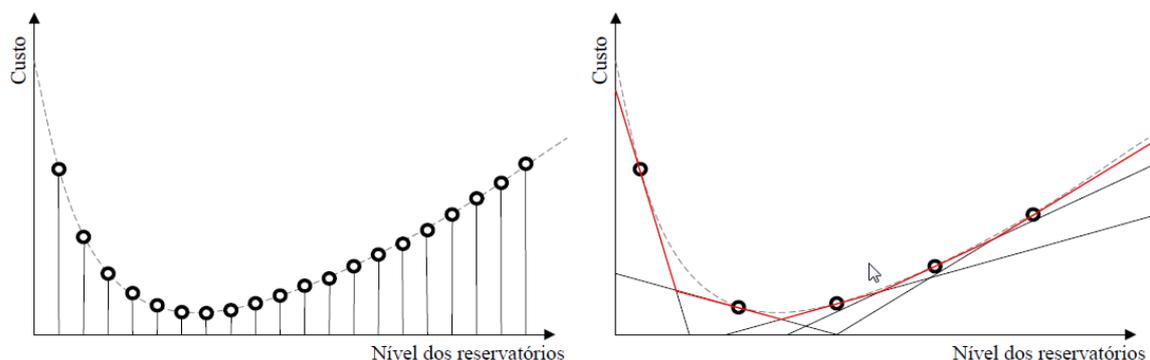


Figura 7 - Discretização do mapa dos Estados

Fonte: UFSC, 2012

No Newave, a construção do poliedro é um processo iterativo, onde em cada iteração é determinado um hiperplano tangente à função objetivo e verifica-se a precisão da função aproximada. O processo é repetido até que a função aproximada atenda a um critério de convergência pré-estabelecido.

Como essa metodologia foi baseada na técnica de Decomposição de Benders, os hiperplanos são comumente denominados como cortes de Benders (LACTEC, 2012). A derivada da função objetivo que define cada corte de Benders é definida pelas variáveis duais associadas à restrição de balanço de energia em cada reservatório equivalente, isto é, o custo marginal da variável de estado, que neste caso, é a energia armazenada nos reservatórios.

Apesar de reduzir o problema de dimensionalidade inerente à PDE, a PDDE não o elimina completamente e, por isso, o modelo Newave recorre à técnica de agregação de reservatórios para reduzir o esforço computacional das simulações.

A agregação de reservatórios é uma simplificação utilizada onde a precisão da representação individualizada perde importância frente às incertezas das vazões futuras, e suas desvantagens são as descon siderações das restrições operativas locais, tanto energéticas quanto elétricas (MARCATO, 2002).

O conceito de sistema equivalente pressupõe que existem reservatórios com relativa capacidade de regularização, que não haja grandes divergências hidrológicas entre as bacias que o compõe, e implica na hipótese de que os reservatórios sejam operados paralelamente em volume, além da interligação elétrica entre as usinas eficiente (KLIGERMAN, 1992; MARCATO, 2002). Como esta hipótese simplificadora nem sempre se observa na operação real, pode acarretar em distorções na determinação da política ótima. No Newave as UTEs são representadas de forma individualizada e a agregação de reservatórios é elaborada em reservatórios equivalentes, conforme é ilustrado na Figura 8.

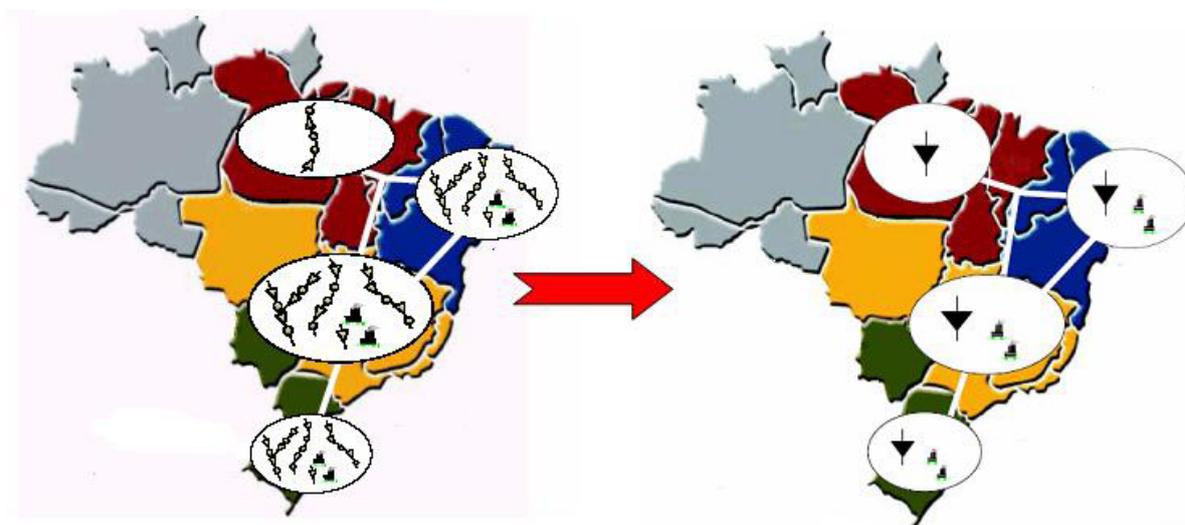


Figura 8 – Exemplo de agregação das usinas em reservatórios equivalentes de energia

Fonte: (Queiroz, 2007)

A capacidade de armazenamento de cada reservatório equivalente é estimada pela energia produzida pelo esvaziamento completo dos reservatórios, considerando a hipótese de operação em paralelo. As vazões afluentes à cada subsistema são agregadas em energias afluentes e divididas em parcelas que correspondem às afluências aos reservatórios e às usinas a fio d'água.

Para esse processo, são assumidas algumas simplificações, como a estacionariedade das séries temporais de energias naturais afluentes. Um processo estocástico é considerado estacionário quando suas propriedades estatísticas não se alteram ao longo do tempo, ou seja, a média, o desvio padrão e a covariância, dentre outros parâmetros estatísticos, permanecem as mesmas durante o período em estudo. Isto significa que a distribuição de probabilidades em um dado instante é válida para qualquer outro instante (PEREIRA, 2006). O tratamento estocástico

das vazões permite que seja possível “sortear” um grande número de hipóteses e calcular o custo de operação referente ao período de planejamento de cada hipótese de afluência, calculando assim, o valor de vários custos futuros. A média destes custos de operação pode ser determinada como o custo futuro médio.

Portanto, o Newave é baseado na PDDE e é uma ferramenta de planejamento energético de médio prazo da operação de sistemas hidrotérmicos com representação do parque hidrelétrico agregados em subsistemas equivalentes, interligados por troncos de transmissão. O cálculo da política de operação é feito de forma a minimizar o valor esperado do custo total da operação ao longo do período de planejamento e as condições de fronteira, por meio da função de custo futuro, são passadas para o modelo de programação de curto prazo. No horizonte de estudo, a tendência hidrológica e o armazenamento final dos sistemas equivalentes de cada estágio são considerados como variáveis de estado do problema e a geração de cenários de energias afluentes é realizada por um modelo auto regressivo periódico – PAR (p) (DUARTE, 2002; AZEVEDO *et al.*, 2009; MARTINEZ e SOARES, 2002; MACEIRA *et al.*, 1994, 2008).

Atualmente, o programa Newave é utilizado em diversas atividades no setor elétrico brasileiro, como por exemplo, o Planejamento da Expansão, Planejamento da Operação, cálculo de preços para a comercialização de energia, e o cálculo da Garantia Física das UHEs (CEPEL, 2015).

O horizonte de médio prazo atualmente em vigor no planejamento da operação do sistema brasileiro é de 10 anos. Os primeiros 5 anos deste horizonte (horizonte de estudo) incluem a projeção de carga de energia, a oferta de ENA baseada nas séries sintéticas e o cronograma de expansão das obras de geração (ANEEL, 2009). Os 5 anos subsequentes, que são chamados de anos de pós-estudo, anos adicionais ou *buffer*, visam prover um período ao fim para que as condições do estado final, em especial o armazenamento nos reservatórios do sistema, não tenha mais impacto nas decisões do primeiro período; podendo ser fixado como zero (vazio). Assim, evita-se que o modelo considere que haverá o “fim do mundo” logo após o horizonte de estudos, e utilize toda a água dos reservatórios (fonte mais barata de energia) (WALLACE e FLETEN, 2003). Assume-se também que no pós-estudo a configuração de geração e transmissão é “estática”, ou seja, não se considera cronograma de expansão da geração ou alteração na demanda.

O cálculo da política operativa, realizada pelo Newave, inicialmente era feita para o valor esperado dos custos, porém, ao longo do tempo uma série de procedimentos de aversão ao risco foram incorporados ao processo decisório, além disso, outros fatores podem influenciar a otimização do sistema. Alguns desses fatores são discutidos a seguir.

3.2. Taxa de Desconto

A técnica econômica padrão para fazer o balanço entre os benefícios e custos presentes e futuros é usar uma taxa de desconto para trazer valores futuros a custos presentes. Nesta técnica, um benefício ou custo presente recebe de alguma forma valor maior do que os benefícios ou custos futuros – discrepância que aumenta com o tamanho do horizonte de planejamento (FDTE, 2012).

Os modelos de planejamento representam o custo de operação como uma coleção de custos distribuídos ao longo do horizonte de planejamento e a taxa de desconto na manipulação destes custos para trazê-lo ao início do horizonte (valor presente dos custos). Assim, para determinar o valor atual do custo no intervalo t , temos:

$$CustoTotal = CustoPresente + CustoFuturo * \frac{1}{(1+taxa\ de\ desconto)^t} \quad (1)$$

Dessa forma, quanto maior a taxa de desconto no modelo, mais barata fica a geração térmica no futuro (e possíveis cortes de carga), adiando assim o despacho.

Segundo a ANEEL, a taxa de desconto trata-se de uma taxa que deve remunerar o consumidor pela postergação do seu consumo para um momento no futuro, ou seja, uma taxa relacionada à escolha intertemporal do consumo (ANEEL, 2014). Atualmente, o ONS e a CCEE utilizam uma taxa de desconto de 12 % ao ano, enquanto que a EPE, utiliza 8% ao ano (EPE, 2007; ALENCAR, 2012).

Muito se tem discutido em relação a que valor deve ser utilizado para essa taxa, por isso, a ANEEL abriu em 2014 a consulta pública nº06/2014. Nesta consulta foi discutido, dentre outras coisas, a utilização de uma taxa única para a EPE, ONS e CCEE, e a utilização de taxas de desconto de remuneração de capital ou de desconto social utilizadas na decisão de expansão do parque gerador que, segundo os técnicos da ANEEL, apesar de afetarem as curvas de custo imediato e futuro do despacho hidrotérmico, não possuem justificativa teórica para serem utilizadas como taxas de desconto para esses custos de despacho (ANEEL, 2014). Ainda

segundo os técnicos da ANEEL, a decisão de expansão é precedente à decisão de despacho e é tomada a partir de sua lógica própria de análise de custo benefício, descrita na nota técnica DEA 27/13 da EPE.

Apesar de não ter sido conclusiva, a consulta pública recomendou a continuação das taxas de desconto como estão: diferentes para o planejamento da expansão (8% a.a.) e da operação (12% a.a.). Segundo a nota técnica ANEEL 069 de 2014, que avaliou as contribuições da consulta pública, *“as distintas opiniões colhidas no âmbito desta CP refletem a ausência de consenso com relação ao tema. Tanto sob a ótica do produtor quanto do consumidor, do operador ou do planejador, diversas são as metodologias passíveis de serem adotadas”*. E concluiu pela necessidade de aprofundamento dos debates acerca do tema, antes de sua efetiva implementação, aprimorando os estudos e análises sobre o assunto, com futura abertura de audiência pública.

3.3. Custo de Déficit

O despacho econômico em termos de custo de combustível é acionar as UHEs o máximo possível (CGE, 2002); entretanto, esta política operativa é a de menor confiabilidade, pois maximiza o risco de déficit futuro. No outro extremo, a política operativa que maximiza a confiabilidade de suprimento é despachar preventivamente todas as UTEs do sistema, mas esta política é a mais cara em termos de custos operativos. Portanto, os objetivos de economia de operação dos sistemas hidrotérmicos e a confiabilidade do suprimento são claramente antagônicos. Conforme apontado por Loureiro (2009), o equilíbrio entre os custos de operação e a confiabilidade é obtido através do custo do déficit, que pode ser representado como o impacto econômico associado à interrupção do fornecimento.

Portanto, o Custo de Déficit é um elemento fundamental para a determinação da política de operação mais adequada para o sistema. Se este for muito baixo, resulta em uma utilização excessiva dos reservatórios no presente e, portanto, maiores riscos de racionamento no futuro. Por outro lado, se o custo de déficit for muito alto, resulta em uma utilização excessiva dos recursos termelétricos do sistema no presente e, portanto, em custos de operação elevados (FTDE, 2012).

Os autores, Nooij *et al.* (2003), Nascentes (2002), Pires (2003), Pereira JR (2000) e Loureiro (2009) mostram alguns estudos que abordaram o custo do déficit em suas avaliações, com aplicações e impactos no sistema elétrico.

O cálculo do custo implícito do déficit foi muito utilizado no Brasil nos anos 1980 (RAMOS *et al.*, 1998). Trata-se do valor do custo de déficit para o qual o custo marginal de operação (CMO), e o custo marginal de expansão (CME) se igualam, considerando-se um critério de risco de não atendimento do mercado de, por exemplo, 5%. Essa convergência pode ser obtida iterativamente alterando o mercado até que se atinja o critério desejado. Pode-se considerar que esta metodologia é adequada para os estudos de expansão da geração, mas seu custo computacional é alto, visto que são necessárias várias simulações até que seja alcançada a igualdade entre CMO e CME (LOUREIRO, 2009). Além disto, ao alcançar esta igualdade supõe-se que o planejamento da expansão é ótimo, o que não é uma premissa verdadeira na maioria dos casos.

A determinação do custo explícito do déficit possui uma conotação econômica mais forte, analisando os impactos socioeconômicos do déficit, podendo ser realizada com base em duas abordagens: de forma simplificada (regressão econométrica) ou de forma mais abrangente e detalhada (matriz insumo-produto). Na primeira forma, pode ser feito a partir de regressões econométricas que relacionavam o consumo de energia elétrica com o Produto Interno Bruto (PIB), porém essa metodologia determina, na verdade, o valor que se atribui à energia e não exatamente o custo da falta dela. A segunda forma é de difícil atualização, pois é necessária uma matriz insumo-produto bem elaborada e frequentemente realizada (FORTUNATO *et al.*, 1990; LOUREIRO, 2009).

Uma terceira forma de cálculo seria a disposição a pagar, que seria quanto a sociedade estaria disposta a pagar para que não falte energia. Neste caso, dependeria do momento (mês, semana) que haveria o corte de energia, a profundidade do corte, o setor da economia afetado, etc. É bom lembrar que o custo do déficit é diferente do custo de interrupção, sendo este último devido à perda intempestiva de energia e normalmente advém de falhas na rede elétrica. O custo do déficit normalmente é avisado com antecedência e é de duração mais longa. A curva de Custo do Déficit utilizada atualmente foi definida por meio da Resolução GCE nº 109, de 24 de janeiro de 2002, com base nas informações de Matriz Insumo Produto, publicada pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) em 1996, segundo uma metodologia que

busca valorar a perda econômica decorrente do contingenciamento do consumo de energia elétrica por meio da avaliação da elasticidade do PIB com relação ao consumo de energia elétrica.

Desde então, a função de custo do déficit de energia elétrica tem sido atualizada pela ANEEL, anualmente e via resolução homologatória, pela variação do Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (IGP-DI), conforme estabelecido pela Resolução ANEEL nº 682, de 23 de dezembro de 2003.

Assim, na forma atual, o Custo do Déficit é valorado por uma metodologia que não guarda relação direta com o custo da expansão do sistema elétrico e não contempla eventos importantes para o setor elétrico, tal como o efeito do racionamento de energia elétrica (ANEEL, 2015).

A Resolução ANEEL nº 682/2003 estabelece que cabe à ANEEL, em conjunto com a CCEE e o ONS, avaliar a necessidade de estabelecer nova metodologia para determinação da curva de Custo do Déficit de energia elétrica. Devido à importância o Custo de Déficit, a ANEEL por diversas vezes tentou encontrar metodologias para seu cálculo ou atualização, mas ainda sem sucesso. Entretanto, em 2015 ela propôs novamente um projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D), com a reabertura da Chamada de Projetos de P&D Estratégicos nº 002/2008, que deve apresentar seus resultados em 2017 (ANEEL, 2015).

3.4. Mecanismos de Aversão ao Risco

Todo modelo possui algumas simplificações e podem ser aprimorados ou ajustados para representar melhor a vida real. O ONS em várias ocasiões operou o sistema de forma diferente do recomendado pela cadeia de modelos de planejamento da operação e, junto com as autoridades do setor elétrico têm definido metodologias heurísticas e Mecanismos de Aversão ao Risco (MARs) para a operação do sistema de forma mais conservadora.

Este comportamento é coerente com a observação de Yeh (1985) e Labadie (2004) de que operadores do sistema tendem a ser céticos quanto a modelos computacionais que "substituem" o julgamento humano. A complexidade matemática inerente a modelos de otimização dificulta a compreensão destes e acentua o ceticismo. Outros fatos como o racionamento de energia e blackouts geram a necessidade de medidas para evitá-los.

Em termos de segurança do abastecimento, a adoção destas medidas é favorável, no entanto, isso compromete a previsibilidade e a reprodutibilidade dos procedimentos pelos Agentes. Além dessas metodologias, o ONS, quando autorizado pelo CMSE, pode despachar térmicas fora do mérito de custo definido pelos modelos de otimização, de forma a armazenar mais água nos reservatórios (CNPE, 2007).

Apesar do custo de déficit já ser uma forma de aversão ao risco, pois ele representa o equilíbrio entre o custo de operação e a falta de energia, e da taxa de desconto que também pode ser utilizada para isso (pois é esta que faz a relação entre o custo imediato e o futuro), outros mecanismos são ou foram utilizados no Brasil, alguns mais focados na questão física (volume dos reservatórios de água) e outros mais focados no critério econômico, atingindo a segurança energética de forma indireta (penalizando as séries mais caras, por exemplo).

Portanto, MARs são utilizados para aumentar a segurança de abastecimento de energia e podem estar incorporados aos modelos de otimização, calculados de forma heurística ou utilizados apenas na operação em tempo real. Independentemente de como é utilizado, o MAR deve ser calculado de forma a ter boa relação entre a segurança e o custo dessa segurança, de acordo com o critério de segurança estabelecido pela sociedade. Alguns desses mecanismos são descritos a seguir.

3.4.1. Armazenamentos Mínimos

A forma mais simples para lidar com a aversão ao risco de abastecimento consiste em adotar o critério de zonas de segurança nos reservatórios das UHEs, de forma essencialmente operacional. Uma zona de segurança em um reservatório pode ser definida como o nível mínimo capaz de manter a operação do sistema hidrotérmico por um determinado período, sem a ocorrência de déficit de energia.

No Brasil, até 1986, o critério determinístico de garantia de suprimento de energia era o adotado nos estudos de planejamento da expansão da geração, no planejamento da operação e para a definição dos contratos de suprimento entre empresas. A capacidade de produção de energia das usinas era determinada de modo a garantir o atendimento sem a ocorrência de déficits, na hipótese de repetição do pior registro histórico de vazões (GCPS - GCOI, 1985).

Além da simplicidade metodológica, a motivação para selecionar capacidade mínima (Rippl, 1883) baseia-se nas seguintes hipóteses:

- a história (das vazões) se repete ou;
- o futuro (das vazões) nunca será pior que o passado, ou
- mesmo o futuro sendo pior que o passado, em termos hidrológicos, os danos serão menores.

Entretanto, o custo da operação utilizando essa filosofia determinística tende a ser muito alto, e a ocorrência de vertimentos podem gerar desperdícios. Essa metodologia poderia ser inserida em modelos de otimização, inclusive na PDDE, segundo Larroyd (2012). Assim, a participação de unidades térmicas seria incrementada nos cenários com abundância de recursos hídricos, elevando gradativamente o custo esperado de operação. Porém, segundo Kligerman *et al.*, (2005), isso alteraria o objetivo original, associando a solução a um problema de decisão conhecido na literatura como Minimax. Ainda, segundo a referência, até o presente momento não há uma forma consolidada de encarar e resolver um problema Minimax junto com a otimização a menor custo, dados os elevados números de cenários e estágios do horizonte de planejamento dos modelos.

3.4.2. Curvas de Aversão ao Risco - CAR

As Curvas de Aversão ao Risco - CARs surgiram após o Racionamento de 2001, para tentar aumentar a segurança de abastecimento. A Resolução GCE nº 109 estabeleceu, como uma das primeiras medidas adotadas, a criação de um mecanismo de aversão ao risco de racionamento e sua incorporação nos modelos de otimização, além da possibilidade do acionamento de geração térmica adicional no caso da violação dos requisitos de armazenamento indicados por essas curvas, no horizonte bianual.

Posteriormente, a Resolução nº 10 do CNPE, de 16/12/2003 e a Resolução nº 686 da ANEEL, de 24/12/2003, estabeleceram que, para fins de atendimento aos critérios de segurança do SIN, o ONS poderá determinar, antecipadamente, o despacho de usinas térmicas, tendo em vista a probabilidade de violação das CAR, dentro dos períodos de vigência dos PMO e suas revisões (ONS, 2008).

A CAR, conforme ilustrado na Figura 9, é determinada de forma recursiva no tempo para cada determinado subsistema, e representa a evolução dos requisitos mínimos de armazenamento de energia necessários ao atendimento pleno da carga prevista, na hipótese de

repetição das aflúências críticas escolhidas na sua determinação, levando em conta as características de sazonalidade e complementaridade hidrológica, capacidades de intercâmbios inter-regionais e da geração térmica programada, de forma a garantir um nível mínimo de armazenamento ao final do período de segurança definido.

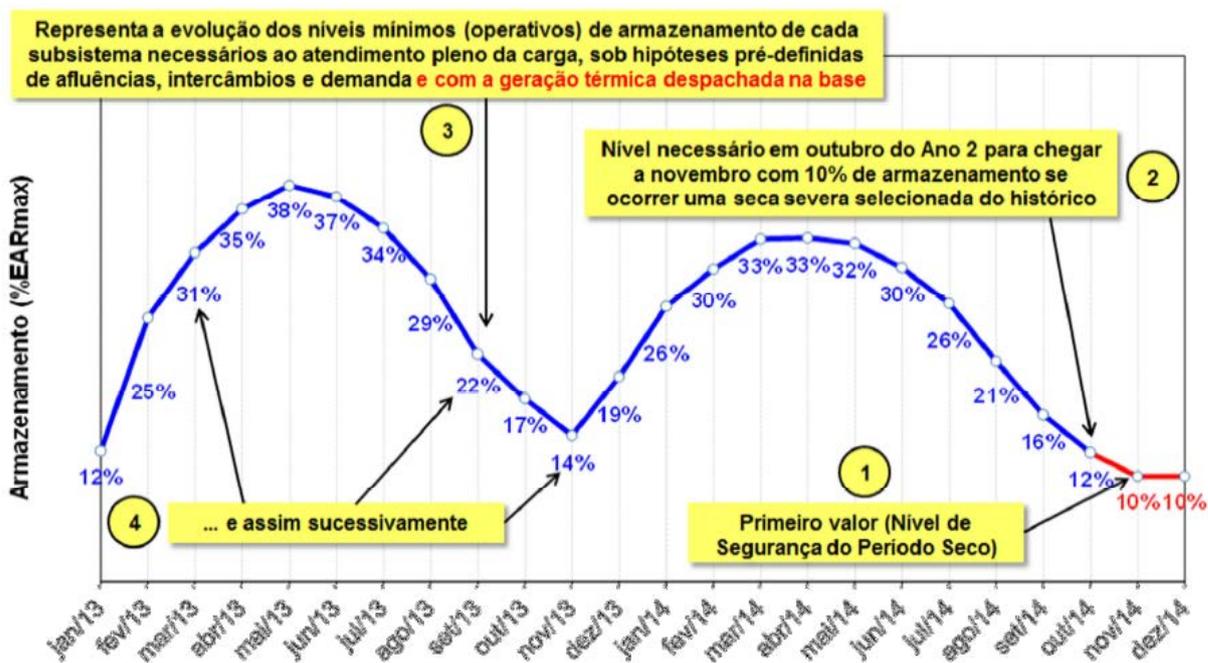


Figura 9 - Exemplo de cálculo da CAR

Fonte: ONS

Portanto, para o cálculo da CAR, deve-se primeiro definir algumas premissas, tais como o horizonte da CAR (bianual, segundo a Resolução GCE nº 109); o nível de segurança do período seco (NSPS) do segundo ano, que no exemplo acima é de 10%; projeção da carga; evolução da oferta; intercâmbios regionais; aflúência crítica a qual se quer proteger, dentre outros. Assim, de forma recursiva inicia-se o cálculo: por balanço hídrico, qual seria o armazenamento necessário no penúltimo mês para chegar no NSPS; depois, qual seria o armazenamento mínimo no antepenúltimo mês para chegar no armazenamento do penúltimo mês, e assim sucessivamente.

Da forma que foi implementada no Newave, conforme Resolução CNPE nº10, caso o armazenamento de alguma série ficasse abaixo do nível determinado pela CAR, esse montante abaixo na CAR seria penalizado com um custo adicional, a penalidade de violação da CAR. Ou seja, no processo de otimização da operação energética de médio prazo, baseado na minimização do custo total de operação, as CARs representam restrições de armazenamento que só serão violadas para se evitar um déficit futuro de energia. A decisão ótima do modelo

tentará sempre manter os armazenamentos acima das CAR, pois reduzirá, desta forma, o custo total esperado.

Entretanto, na operação real poderiam ocorrer violações dos níveis da CAR caso ocorressem situações piores que as premissas utilizadas no cálculo da CAR, como por exemplo, como atrasos na expansão da oferta, políticas de intercâmbios diferentes, aflúências mais secas, etc. Caso a CAR fosse violada, todo o parque gerador deveria ser acionado, independente da ordem de mérito de custo.

Apesar de terem sido utilizadas as CARs com horizonte de 2 anos, o ONS defendia, evocando os princípios da segurança operativa, a extensão do horizonte de uso para os 5 anos no planejamento da operação energética (denominadas de CAR5) e no planejamento da expansão da geração, no âmbito do MME/EPE, buscando-se, assim, compatibilizar as estratégias de planejamento e operação do SIN, mas essas nunca foram autorizadas pela ANEEL. Neste trabalho, busca-se comprovar que com a diminuição da capacidade de regularização dos reservatórios, este horizonte não tem sentido e pode ser reduzido.

As curvas de aversão foram muito criticadas por vários agentes e organizações setoriais devido à falta de previsibilidade e difícil reprodutibilidade dos cálculos. Além disso, praticamente todas as premissas podiam ser questionadas, tanto a expansão da oferta (considerações de atrasos) e a projeção de demanda, quanto os intercâmbios utilizados (determinísticos) e para quais vazões se queria proteger o sistema (não havia critério estabelecido). Outros criticavam também a forma que elas foram implementadas internamente no Newave. Além da crítica de ser uma restrição de futuro determinístico calculada por subsistemas incorporada em um processo de decisão estocástica referente às séries hidrológicas.

As CARs foram utilizadas até o ano de 2013, quando o critério de aversão ao risco passou a ser o *Conditional Value at Risk* (CVaR).

3.4.3. Procedimentos Operativos de Curto Prazo

Utilizados de 2008 a 2013, os Procedimentos Operativos de Curto Prazo – POCP foram aprovados pelo CMSE e regulados pela ANEEL (REN 351/2009) visando proteger o SIN da violação de um nível de armazenamento previamente estabelecido para o final do período seco, considerando a ocorrência de um determinado cenário hidrológico de vazões afluentes, antecipando a decisão de despacho de UTEs.

Como o ONS poderia despachar recursos energéticos fora da ordem do mérito econômico ou mudar o sentido do intercâmbio entre submercados, por decisão do CMSE (Resolução CNPE nº 8, de 20 de dezembro de 2007), o POCP foi criado para tentar fornecer uma maior previsibilidade ao despacho térmico extraordinário. O custo extra era rateado proporcionalmente ao consumo médio de energia nos últimos doze meses por todos os agentes com medição de consumo e cobrado mediante Encargo de Serviços do Sistema (ESS) por razão de segurança energética, conforme o disposto no art. 59 do Decreto no 5.163, de 30 de julho de 2004 (REN ANEEL 351/2009).

Além da melhoria na previsibilidade por parte dos agentes, o ONS argumentava que as restrições de armazenamentos estabelecidos pela CAR podiam não ser suficientes para antecipar decisões necessárias de despacho de geração térmica e intercâmbios entre regiões, de forma a proteger o sistema de situações desfavoráveis, inclusive da violação futura da própria CAR. Havia críticas também quanto ao fato do despacho de todo o parque térmico, caso a CAR fosse violada: solicitavam a criação de algum mecanismo para despachar UTEs mais baratas com antecedência, de forma a evitar o despacho das UTEs mais caras pela violação da CAR.

Assim, o procedimento definiria os armazenamentos mínimos ao final do mês (nível de segurança mensal - NSM) para balizar a decisão de despacho de geração termelétrica fora da ordem de mérito de custo. Esse nível mensal era obtido através de simulação com o modelo Decomp na modalidade Problema Linear (PL) único, com a inserção de uma restrição de armazenamento mínimo ao final de novembro do ano em vigor (Nível Meta) para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, considerando, para tanto, hipóteses conservadoras de ocorrência de afluições para os meses subsequentes ao do PMO (série de referência).

O nível meta era calculado de forma recursiva, idêntico ao utilizado na elaboração da CAR, considerando como nível inicial aquele indicado pela CAR vigente ao final do período úmido subsequente, isto é, ao final de abril do segundo ano - NSPU (nível de segurança ao final do período úmido). Partindo do nível de armazenamento NSPU, o Nível Meta desejado será função da hidrologia crítica do período úmido (dezembro a abril), observado no histórico, para o qual se deseja garantir a continuidade do suprimento no ano seguinte, podendo ser o próprio

nível de armazenamento da CAR. A Figura 10 ilustra a metodologia para o cálculo do Nível Meta.

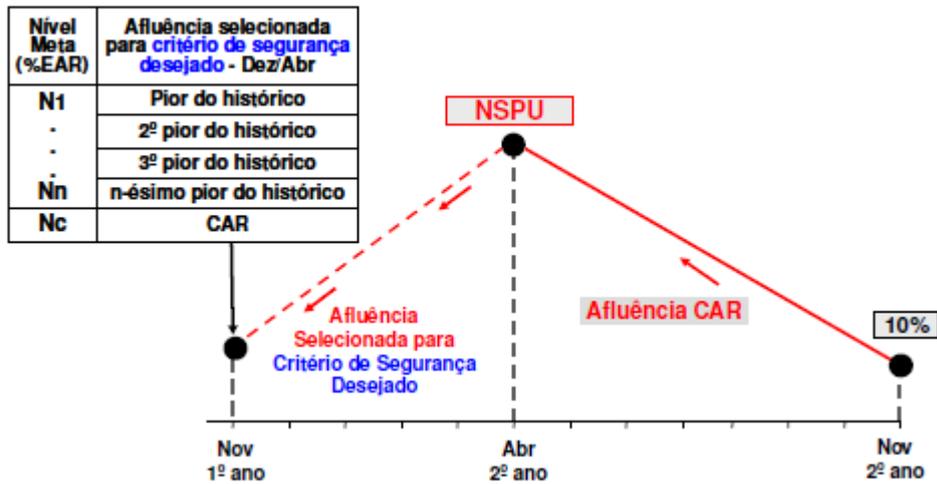


Figura 10 - Metodologia para o cálculo do Nível Meta

Fonte: ONS (2008)

A cada PMO eram calculados NSM, também com a modalidade PL-único do Decomp, nesta simulação poderiam ocorrer duas situações:

1ª situação - não houve necessidade de utilização de geração térmica adicional (GTA) para se atingir os Níveis Meta ao final de novembro. Nesta situação, a própria trajetória de armazenamentos definirá o NSM para o mês de elaboração do PMO, conforme mostrado na Figura 11.

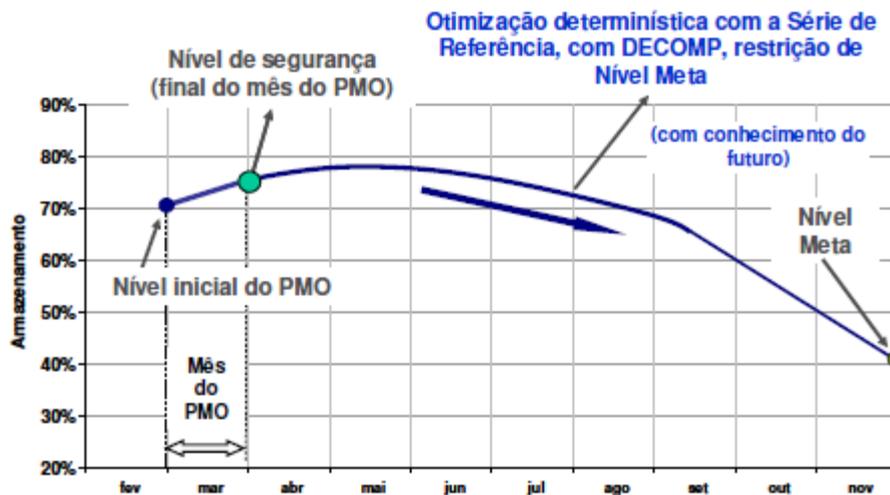


Figura 11 - POCP - Nível de segurança sem a necessidade de geração térmica adicional

Fonte: ONS (2008)

2ª situação - Houve necessidade de se utilizar GTA para se atingir os Níveis Meta ao final de novembro. Nesta situação, faz-se necessário corrigir os NSM incorporando, de forma linear, a GTA que corresponde à diferença entre a Geração Térmica - GT necessária para atingir o Nível Meta e a geração térmica disponível ($GTA = GT \text{ necessária} - GT \text{ disponível}$), conforme a Figura 12.

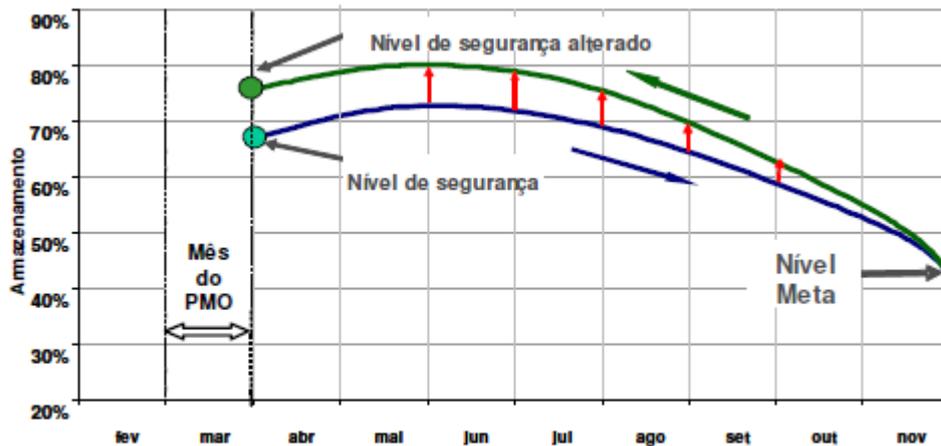


Figura 12 - POCP - Nível de segurança com a necessidade de geração térmica adicional

Fonte: ONS (2008)

Por último, verificava-se a necessidade da aplicação do POCP, comparando-se o nível do reservatório resultante da política de operação do Decomp do PMO, com o NSM anteriormente determinado. Caso o nível no PMO se situe acima do Nível de Segurança, não há necessidade de aplicação do POCP (Figura 13a), caso contrário, será necessária a aplicação do POCP por meio da antecipação de geração térmica e da alteração dos intercâmbios de energia, em valor suficiente para possibilitar a recuperação do armazenamento para o NSM (Figura 13b).

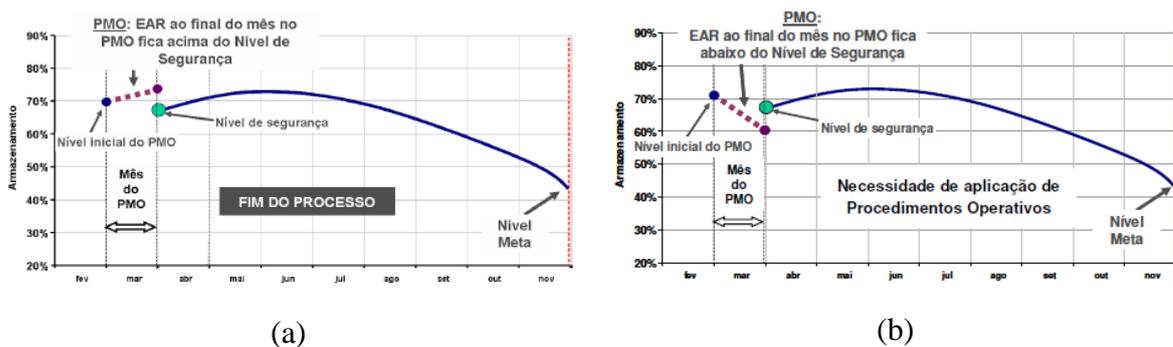


Figura 13 - Verificação da aplicação do POCP: sem necessidade (a) e com necessidade (b)

As decisões de despacho e alterações nos intercâmbios eram ajustadas em cada revisão semanal do PMO, em função das condições energéticas efetivamente verificadas. A Tabela 1 mostra os níveis de armazenamento ao final de novembro empregado pelo ONS.

Tabela 1 - Valores utilizados para o POCP

ANO	Subsistema	
	SE/CO	NE
2008	53%	35%
2009	47%	34%
2010	39%	25%
2011	46%	32%
2012	42%	33%
2013	47%	35%

Apesar do aumento da segurança energética e da previsibilidade no despacho térmico, o POCP também foi criticado, pois além de ser dependentes da CAR (que já era criticada), só existiam NM para o Sudeste/Centro-Oeste e o Nordeste e as premissas utilizadas geravam questionamentos. O próprio custo/benefício da utilização do POCP foi questionado, sendo sugerida a necessidade de aprimoramentos (Costa Júnior, 2009).

O POCP foi utilizado até 2013, quando foram incorporados ao Newave a possibilidade de se utilizar o CVaR e as SAR – Superfícies de Aversão ao Risco como metodologias de aversão ao risco.

3.4.4. Conditional Value at Risk – CVaR

Value at Risk (VaR) é um método para avaliar o risco em operações tipicamente financeiras. O VaR resume, em um número, o risco de um produto financeiro, de uma carteira de investimentos ou de um montante financeiro. Esse número representa a perda esperada em um dado horizonte de tempo associado a um intervalo de confiança, este nível de confiança nos indica que é esperada perda maior que a calculada pelo VaR (normalmente o VaR é calculado com 95%, 97,5% ou 99% de confiança). Assim, ao utilizar 95% de confiança, espera-se que a cada 100 observações, em pelo menos 5 vezes a perda do investimento financeiro seja superior à perda estimada no cálculo do VaR.

A medida CVaR complementa a informação da medida VaR, informando o valor esperado da perda que ocorre com o intervalo de confiança (ilustrado na Figura 14). Assim, no exemplo anterior, o CVaR indicaria a perda média das 5 vezes que teríamos perda.

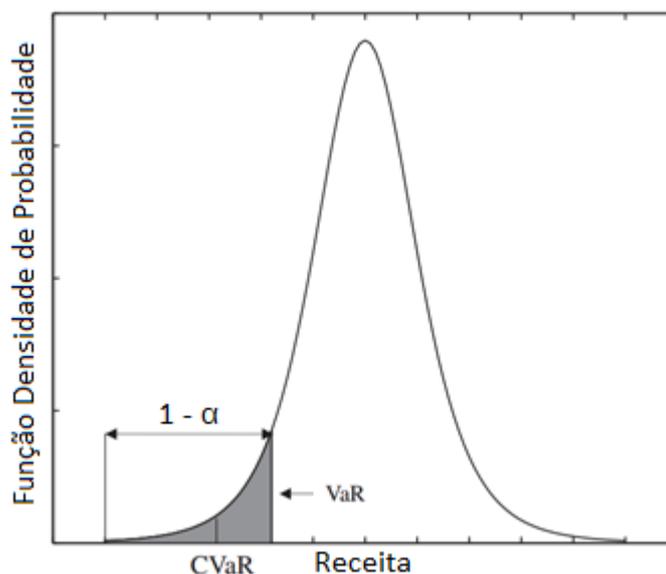


Figura 14 - Ilustração do CVaR

O CVaR no contexto da PDDE pode ser utilizado através do uso de variáveis artificiais (PHILPOTT e MATOS, 2012; SHAPIRO e TEKAYA, 2011) ou por uma abordagem direta (DINIZ *et al.* 2012). Nos modelos Newave e Decom foi utilizada a abordagem direta, por ser bastante intuitiva e de fácil implementação e por já ter sido adotada em outros trabalhos relacionados ao planejamento da operação (SHAPIRO *et al.*, 2013; PHILPOTT *et al.*, 2012; CPAMP, 2013).

O CVaR visa dar maior importância, aos α cenários hidrológicos mais críticos no cálculo da política de operação (nível de proteção) ponderados por um peso, representado pelo parâmetro λ . Assim, no cálculo da função objetivo do modelo de otimização, ao invés de ser utilizado o valor esperado dos custos, passa a ser utilizado a combinação convexa entre o valor esperado e o valor do CVaR. Atualmente, os valores utilizados no Newave são: $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 25\%$, conforme indicado no Ofício nº 515/2013-GM/2013.

Entretanto, a utilização do CVaR na PDDE trouxe uma complexidade adicional para a avaliação da convergência do processo iterativo, devido à dificuldade no cálculo do limite superior do custo total na fase *forward*. Isto ocorre porque essa fase consiste de uma sequência de realizações únicas por cenário hidrológico e a obtenção da medida de risco neste caso não é

trivial, visto que para uma estimação do limite superior seria requerido um processo de amostragem condicional que acarreta um alto custo computacional (PHILPOTT e DE MATOS, 2012). Alguns outros trabalhos como, por exemplo, Shapiro *et al.* (2013), Philpott *et al.* (2012) e Philpott e de Matos (2012), também abordam este problema da estimação do limite superior para a PDDE quando considera aversão a risco, e apontam alternativas para a avaliação da convergência da PDDE.

Shapiro *et al.*, 2013 sugerem utilizar somente o limite inferior na avaliação da convergência, avaliando o comportamento deste para definir quando a convergência foi obtida, porém, a convergência não pode ser garantida. Philpott e de Matos (2012) propõem que a convergência do caso avesso a risco seja decidido pelo número de iterações do caso neutro a risco. Porém, essa prática também não garante a convergência, já que a forma da função de custo futuro se altera quando se insere a aversão a risco.

Já em Philpott *et al.* (2012) há alguma evolução no processo de avaliação da convergência sendo o limite superior não mais baseado em testes via simulações ou realizações do processo estocástico e sim na função da característica morfológica ou convexidade da função de custo futuro.

Uma grande crítica em relação a essa metodologia de aversão ao risco, além da convergência do algoritmo, é em relação à determinação dos parâmetros α e λ . Estes precisam ser calibrados para cada situação estrutural, e encontrados via “custo-benefício”, por comparação entre cada par (α, λ) . Para a escolha dos valores vigentes, os agentes ficaram de fora da discussão, o que gerou muitas dúvidas e desconfiças dos valores escolhidos, conforme podemos observar nas contribuições da Audiência Pública ANEEL nº86 de 2013 (realizada para a aprovação do Newave com a funcionalidade de CVaR).

Outra grande crítica para a utilização do CVaR no planejamento energético é que essa é uma forma indireta de aversão ao risco, pois não está representada explicitamente a qual risco se está sendo avesso, sendo apenas “penalizada” as α piores séries hidrológicas, independentemente de qual seja. Porém, esse é o MAR oficialmente utilizado no setor.

3.4.5. Superfícies de Aversão ao Risco - SAR

A Superfície de Aversão a Risco (SAR) consiste basicamente em uma forma de estabelecer níveis mínimos seguros para energia armazenada nos subsistemas. Esta pode ser

considerada como sendo uma evolução da CAR, contornando as principais críticas feitas em relação a essa: cálculo realizado individualmente para cada subsistema com premissas de intercâmbios determinísticos.

Assim, o cálculo da SAR leva em consideração a operação interligada dos subsistemas e tem a sua construção internalizada, ao longo do processo de resolução do problema de otimização. Em linhas gerais, a SAR é uma extensão, para o caso multivariado, das restrições de armazenamento mínimo de energia nos subsistemas (CPAMP, 2013).

Na Figura 15, a variável β indica o nível de ocorrência de déficit no futuro (para uma série ou um conjunto de séries hidrológicas pré-estabelecidas) em função não apenas dos níveis individuais de energia armazenada (EArm) de cada subsistema (retas vertical e horizontal na figura à direita), mas também em função da energia total do subsistema (reta inclinada). Assim, a restrição inclinada atua no intervalo de valores de EArm onde o intercâmbio entre os subsistemas não está no limite. As retas vertical e horizontal representam os requisitos mínimos individuais de EArm de cada subsistema, devido ao limite no recebimento de energia por intercâmbio. A SAR pode conter diversos planos, caso sejam considerados mais subsistemas na restrição.

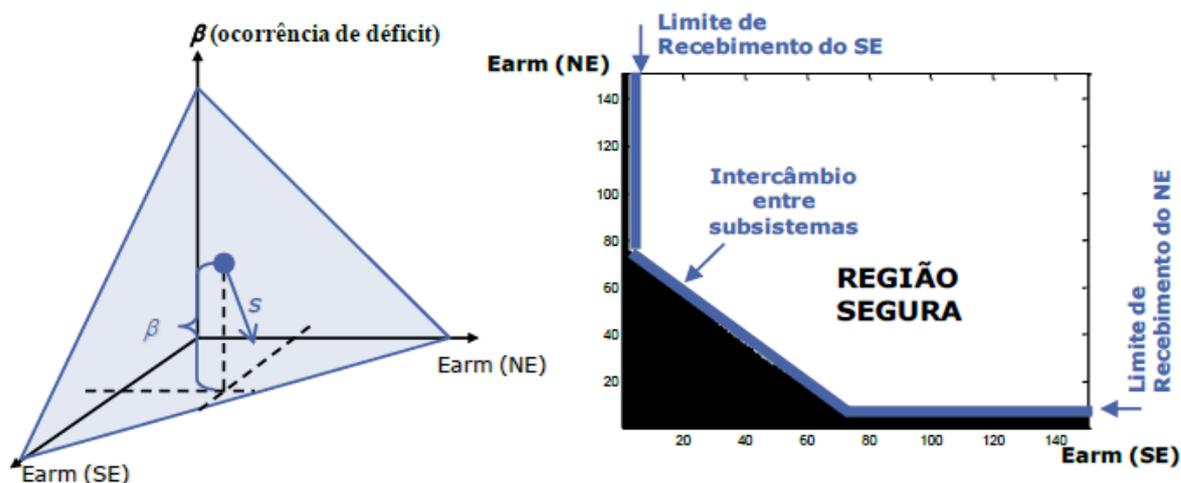


Figura 15 - Ilustração da SAR

Fonte: CPAMP (2013)

As restrições da SAR são construídas apenas para os estados visitados que resultariam em violação do nível SAR do subproblema determinístico, podendo essas serem compartilhadas para todos os estados e cenários do mesmo estágio visitados nas próximas iterações da PDDE.

O problema determinístico da SAR é resolvido em todos os estados e cenários da recursão *backward* e em todos os cenários da simulação *forward* da PDDE.

Antes da determinação da utilização da metodologia do CVaR como MAR, o CPAMP analisou a utilização da SAR, mas a implementação feita no Newave não gerou resultados satisfatórios. Apesar disso, a implementação dessa metodologia continua sendo aprimorada pelo CEPEL, sendo uma nova versão disponibilizada (CEPEL, 2016).

3.5. Os Planos e os Horizontes de Planejamento

Diversos planos e estudos energéticos são feitos periodicamente pelos órgãos e empresas vinculadas do setor, com diversas finalidades, objetivos e horizontes de planejamento. Por exemplo, as principais publicações da EPE são:

- Plano Nacional de Energia (PNE) é o instrumento de planejamento de longo prazo da EPE e inclui todo o setor energético (inclusive o setor elétrico). O PNE foca em projeções de demanda, mapeamento das fontes energéticas e aspectos tecnológicos, com horizonte de planejamento de décadas à frente (o último é o PNE 2050, em elaboração). Esse estudo tem como objetivo a formulação de políticas públicas com rebatimento na estratégia nacional de expansão da oferta de energia em geral;

- Plano Decenal de Energia (PDE), como o nome diz, é um estudo de dez anos à frente, e apresenta análises das condições de suprimento ao mercado de energia, além de projeções de consumos energéticos, apresenta os projetos que subsidiarão o processo licitatório para expansão da energia. Além dos relatórios, é disponibilizado também o deck do modelo de médio prazo com informações um pouco mais detalhadas de projetos hidrelétricos e que podem ser usados para subsidiar outros estudos.

O ONS realiza estudos com horizontes menores, mais detalhados e focados em questões operacionais e de segurança de suprimento no curto e médio prazo. Os principais estudos do Operador Nacional são:

- Plano de Operação Energética (PEN) avalia as condições de atendimento ao consumo de energia elétrica, com base nos critérios de garantia estabelecidos pelo CNPE, para um horizonte de cinco anos à frente. O PEN pode também recomendar eventuais estudos de antecipação e/ou implantação de novas obras de geração/transmissão ao CMSE e à EPE, visando garantir a segurança da operação energética do SIN. O PEN é elaborado anualmente, com revisões quadrimestrais para alguns dados, ou em qualquer data caso ocorram fatos relevantes que alterem as condições de atendimento consideradas;

- Programa Mensal da Operação Energética: (PMO), é elaborado pelo ONS com a participação dos agentes envolvidos, em reunião conjunta e é um dos mais importantes estudos do setor. Os estudos realizados em base mensal, discretizados em etapas semanais e por patamar de carga são revistos semanalmente e fornecem metas e diretrizes a serem seguidas pelos órgãos executivos da programação diária da operação e da operação em tempo real. O PMO é feito em etapas, previsão de carga, a consolidação dos dados fornecidos pelos agentes, análise elétrica, atualização das datas de previsão de entrada em operação das usinas e linhas de transmissão, execução do modelo de médio prazo e o de curto prazo; é este último executado semanalmente, principalmente para atualização da previsão de vazões;

- Relatório de Avaliação Energética Bianual. Esta avaliação, que pode ser feita quando se achar necessária e pode ser baseada em análises a usinas individualizadas e/ou a subsistemas equivalentes. Estuda condições de atendimento ao SIN no horizonte definido no escopo do estudo, e subsidia a tomada de decisões estratégicas por parte do ONS, do Poder Concedente e dos agentes envolvidos.

A CCEE, dentre suas atribuições, calcula o PLD, que é utilizado para valorar as operações de compra e venda de energia. O PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no CMO, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes (determinados pela ANEEL no final do ano, válidos a partir da primeira semana operativa do ano seguinte) para cada período de apuração e para cada submercado (ANEEL, 2016). Na CCEE são utilizados os mesmos modelos e dados de entrada adotados pelo ONS no PMO, com as adaptações necessárias para refletir as condições de formação de preços (CCEE, 2016).

Essas adaptações são para que a energia comercializada seja tratada como disponível igualmente dentro de um mesmo submercado e que, conseqüentemente, o preço seja único dentro dessas regiões. Por exemplo, no cálculo do PLD não são consideradas as restrições de transmissão internas a cada submercado e as usinas em testes.

O cálculo do preço baseia-se no despacho “*ex-ante*”, ou seja, anteriores à operação real do sistema e é apurado com base em informações previstas, considerando-se os valores de disponibilidades declaradas do parque gerador e o consumo previsto de cada submercado.

Assim, além do objetivo do estudo, o horizonte de planejamento deve estar alinhado com as características do sistema: sistemas com menores capacidades de regularização podem ter o planejamento de médio prazo com horizontes menores, entretanto, existem poucos estudos para a determinação desse horizonte (HUANG e AHMED, 2008). Por exemplo, a Tabela 2 traz

o horizonte de planejamento para alguns países, que também possuem o planejamento da operação de curto prazo, com horizontes de horas até alguns meses.

Tabela 2 - Horizonte de planejamento de médio prazo de outros países

País	Anos de Estudo	País	Anos de Estudo
Bolívia	4	Equador	3
Chile	5	Peru	1
Colômbia	2	Argentina	3

No caso brasileiro, a definição do horizonte de planejamento da operação foi feita décadas atrás, onde a configuração do sistema era bem diferente da atual e foi feita com base no período crítico do sistema.

3.6. Período Crítico

A definição de Período Crítico é o intervalo de tempo correspondente à sequência de vazões do registro histórico, no qual os reservatórios do sistema (considerada constante a configuração de seu parque gerador, dos limites de transmissão e de seu conjunto de reservatórios de armazenamento), partindo cheios e sem reenchimentos totais intermediários, são deplecionados ao máximo, estando o sistema submetido à sua energia firme, que consiste na energia média gerada no período crítico do SIN (FORTUNATO *et al.*, 1990; EPE, 2008). A Figura 16 apresenta um exemplo de Período Crítico.



Figura 16 - Exemplo de Período Crítico

Fonte: Yagi Moromisato (2012)

De acordo com a Portaria MME 258/08, o período crítico do SIN é de jun/49 a nov/56, mas da análise estatística de secas, observa-se que os dois primeiros anos poderiam ser eliminados, pois foram ligeiramente abaixo da média. Assim, os anos críticos foram os cinco anos restantes, de 1952 – 1956 (FDTE, 2012). Esse é o clássico período crítico do SIN, e é também em função dele que o horizonte de planejamento da operação atual é de cinco anos, ou seja, esses cinco anos cobrem, por hipótese, o esvaziamento e o enchimento dos maiores reservatórios de regularização do país e, portanto, cinco seria o período adequado para verificar o impacto da decisão presente.

Entretanto, esse período foi definido a partir do MSUI, que é utilizado em estudos energéticos de projetos básicos, dimensionamento e estudos de viabilidade de UHEs. O modelo pode calcular Energia Firme e o Período Crítico ou a Energia Firme para um Período Crítico fornecido. Esse modelo também foi utilizado como ferramenta para realizar o rateio da garantia física (ou energia assegurada) do sistema, conforme Portaria nº 258, de 28 de julho de 2008, do Ministério de Minas e Energia.

As premissas utilizadas para esse cálculo e a configuração hidroenergética utilizadas poderia alterar a duração o período crítico, além do fato reconhecido pela EPE (EPE, 2016) que nesse período as vazões não apresentam o mesmo grau de severidade em todos os subsistemas do SIN, portanto, esse período poderia mudar. Outro fato recente que pode influenciar o cálculo do período crítico é a construção de mais usinas a fio d'água, principalmente na região amazônica.

3.7. Redução da Capacidade de Regularização

O armazenamento de energia hidrelétrica no sistema pelos reservatórios, embora tenha aumentando em termos absolutos ao longo do tempo, teve sua participação relativa reduzida em relação tanto ao total de oferta quanto aos requisitos do mercado de energia elétrica, como podemos observar na Figura 17.

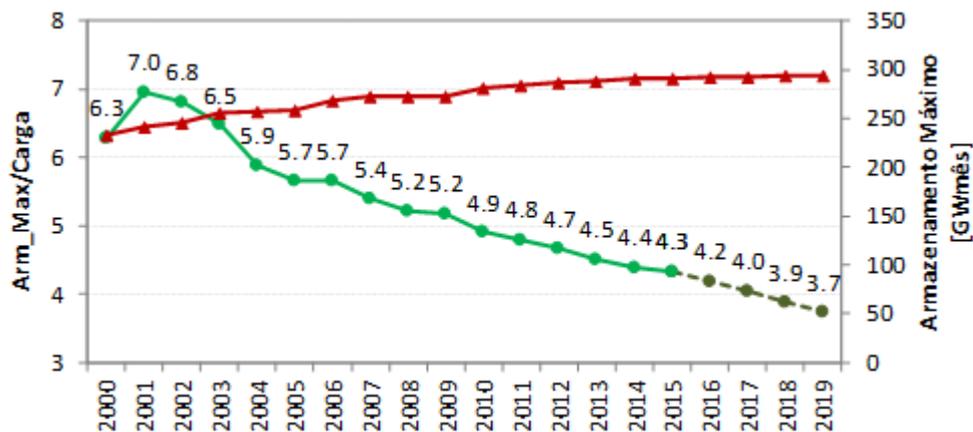


Figura 17 - Armazenamento Máximo (em vermelho) vs relação Arm_Máx/Carga (verde)

Podemos observar na figura o aumento contínuo do armazenamento máximo e a queda em relação à carga do sistema. Em outras palavras, a energia armazenada nos reservatórios do sistema era capaz de suprir a demanda por 7 meses em 2001, mas, segundo o PMO de janeiro de 2015, esse número deve reduzir para abaixo de 4 meses em 2018. Apesar do crescimento do armazenamento ao longo dos anos, podemos notar pelo gráfico que a taxa de crescimento tem diminuído, isso ocorre pela escolha feita pelo governo de licitar usinas sem grandes reservatórios e usinas a fio d'água, ou seja, usinas praticamente sem reservatórios, como ilustrado na Figura 18.

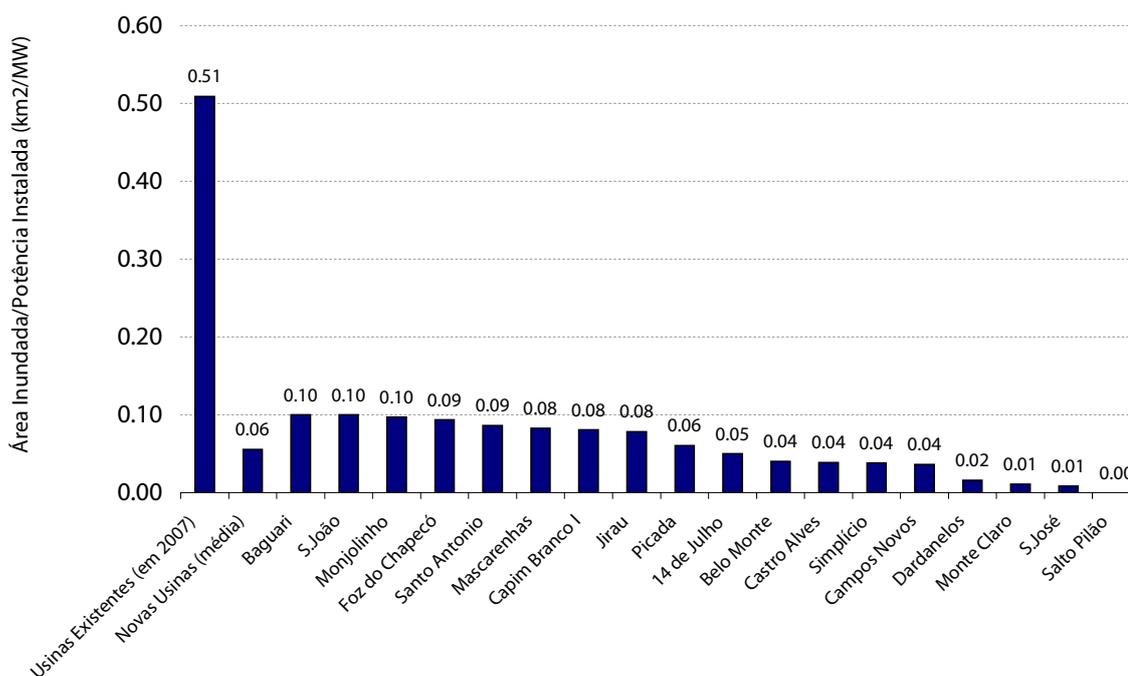
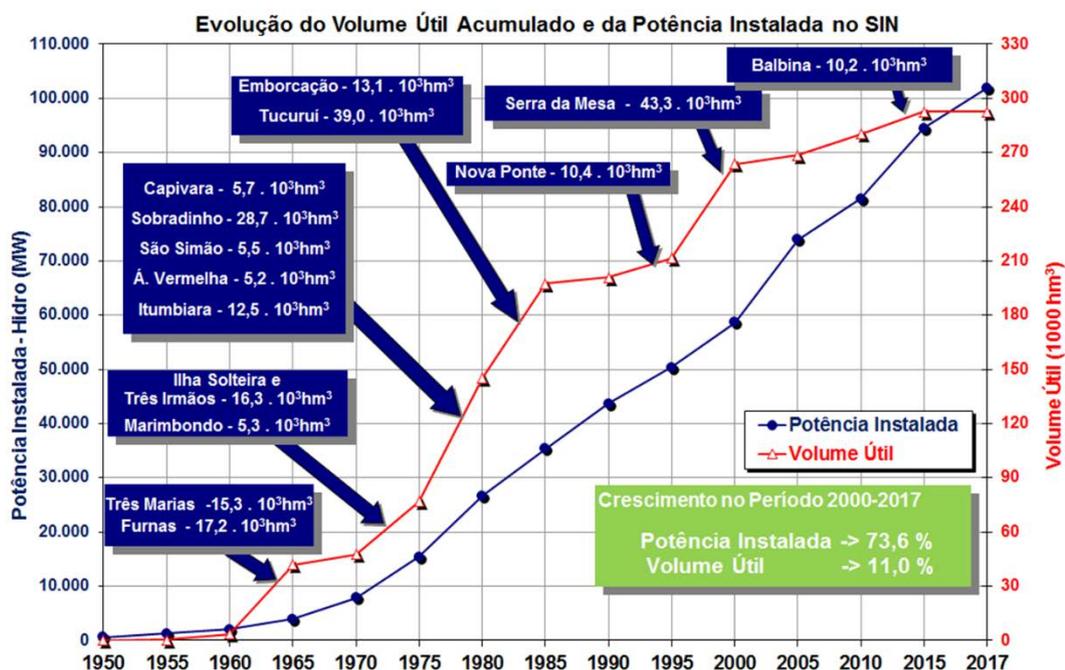


Figura 18 - Área inundada/Potência Instalada (km²/MW)

A partir de 2007, as UHEs construídas possuem relação área alagada/potência instalada bem abaixo das usinas existentes até então. A Figura 19 mostra a evolução da potência instalada hidrelétrica e a evolução do volume útil desde 1950 e a data de operação das UHEs com os principais reservatórios do país. Os 14 reservatórios identificados na Figura 19 possuem juntos mais de 75% do volume útil do SIN, e foram construídos antes do ano de 2005.



Fonte: ONS, 2013

Alguns estudos como em Bezerra *et al.* (2010) mostram que a capacidade de regularização do sistema não é mais de cinco anos como o tradicional período crítico aponta. Segundo esse estudo, as alterações da configuração do sistema e o aumento da participação térmica modificaram a capacidade de regularização do sistema para 2,5 anos, bem abaixo do indicado pelo período crítico.

Como os reservatórios acumulam água nos períodos “úmidos” para usá-la nos períodos “secos” e com a diminuição dessa capacidade de acumulação em relação à carga que as hidrelétricas têm que suprir, há a necessidade de mecanismos que permitam a segurança de suprimento em caso de períodos secos mais extensos (FALCETTA e ZAMBOM, 2013).

3.8. Cenários de Oferta e Demanda

Em relação ao PMO, os dois primeiros anos do horizonte de planejamento são mais influenciados pelas condições conjunturais do sistema, com destaque especial para os níveis de

armazenamento dos reservatórios e as afluições, que podem ser determinantes para garantir o suprimento. Além disso, segundo o marco regulatório vigente, os três primeiros anos do planejamento da operação não são cobertos por licitação de novas usinas, assim, apenas decisões operativas podem buscar a confiabilidade do atendimento energético do SIN, cabendo ao ONS indicar as medidas a serem tomadas (KLIGERMAN, 2009).

Por outro lado, nos três anos finais do horizonte quinquenal o efeito das condições iniciais do sistema é bem atenuado pelas incertezas associadas aos sucessivos períodos úmidos. Nesse caso, o cronograma de expansão da oferta de energia, tanto das usinas geradoras, quanto da transmissão de integração regional, passa a ser o elemento determinante das condições de suprimento do mercado (ONS, 2008).

Como visto anteriormente, os modelos computacionais atualmente utilizados no setor consideram apenas as vazões como incerteza probabilística, portanto, a correta determinação do cenário de oferta e demanda é um requisito essencial para o planejamento eficiente da operação do sistema, com rebatimento nas questões comerciais das empresas, sendo inclusive um dos pontos de melhorias levantado pelo GCE (GCE, 2002).

Porém, apesar da importância, a tarefa de determinar o cenário de oferta e demanda não é trivial: no caso da demanda, o ONS utiliza previsões preparadas por comitês técnicos a partir de hipóteses de crescimento da economia e informações das distribuidoras de energia e grandes consumidores. Enquanto que a previsão de oferta é preparada a partir de informações da ANEEL e do DMSE, que, por sua vez, se baseiam nos atos de outorga emitidos e nos acompanhamentos feitos por meio da fiscalização dos serviços de geração, além da informação dos próprios agentes e determinações do MME (GCE, 2002).

Além disso, questões políticas influenciam a construção dos cenários: por exemplo, a taxa de crescimento da demanda segue a expectativa do PIB do Governo Federal, que pode ter viés político para aumentá-la ou diminuí-la. Pelo lado da oferta, alguns atrasos podem não ser refletidos nos modelos de despacho por solicitações dos construtores ou informações equivocadas passadas por estes de forma a não perder algum benefício comercial, por exemplo, ou por determinação dos órgãos do governo, que podem não querer admitir possíveis atrasos na entrada em operação das usinas.

Independentemente do motivo, a previsão incorreta do cenário afeta a operação do sistema, e quanto maior o horizonte de previsão, maior é a incerteza. Um relatório do Tribunal de Contas da União (TCU) mostrou que, dos empreendimentos de geração e transmissão concedidos ou autorizados entre 2005 e 2012, 79% das usinas ou unidades geradoras

hidrelétricas atrasaram; 75% das termelétricas, 88% das eólicas e 65% das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) também atrasaram, conforme ilustrado na Figura 20 (TCU, 2013).

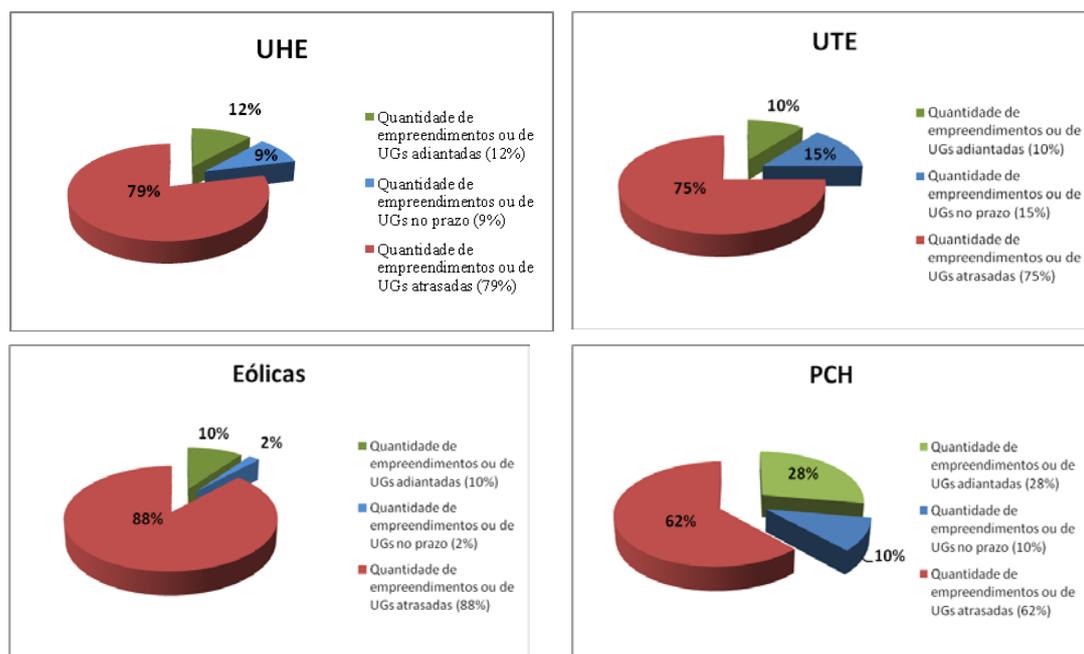


Figura 20 - Atrasos verificados na expansão da oferta de energia

Fonte: TCU (2013)

O mesmo relatório afirma que esse atraso sistêmico detectado nos empreendimentos de geração não é novidade para o setor, sendo inclusive confirmado pelo Governo. Por exemplo, na Ata 134 do CMSE, menciona que o MME estava realizando o monitoramento de 289 novas usinas com construção em andamento, sendo 71% dos empreendimentos de geração monitorados encontravam-se com datas de tendência fora do ato legal e que, no cômputo geral, existia um atraso médio de nove meses nas datas previstas para esses empreendimentos. Dentre as causas dos atrasos, o relatório indica que estão ligadas a questões ambientais, carência de estudos que fundamentem os prazos estabelecidos nos atos de outorga e insuficiência de mecanismos de monitoramento por parte do MME. A Tabela 3 ilustra a quantidade e o tempo de atraso médio dos empreendimentos de geração identificados no relatório do TCU.

Tabela 3 - Quantidade e tempo de atrasos médios dos empreendimentos de geração

Tipo de geração	Quantidade de empreendimentos ou de UGs na amostra	Quantidade de empreendimentos ou UGs atrasados (%)	Percentual de empreendimentos ou unidades geradoras que apresentaram atrasos em relação ao total da amostra, por tipo de geração e faixa de atraso (%)				Atraso médio (meses)
			Superior a 3 meses	Superior a 6 meses	Superior a 9 meses	Superior a 1 ano	
UHE	146	79%	66%	52%	40%	12%	8
UTE	144	75%	60%	51%	46%	35%	11
Eólicas	352	88%	66%	61%	53%	43%	10
PCH	58	62%	50%	40%	28%	16%	4

Fonte: TCU/SefidEnergia

Entretanto, os atrasos não são exclusividade dos empreendimentos de geração, o mesmo relatório do TCU aponta que para uma amostra de 227 empreendimentos leiloados ou autorizados entre os anos de 2005 e 2012, 83% das linhas de transmissão e 63% das subestações apresentaram atrasos, como ilustrado na Figura 21.

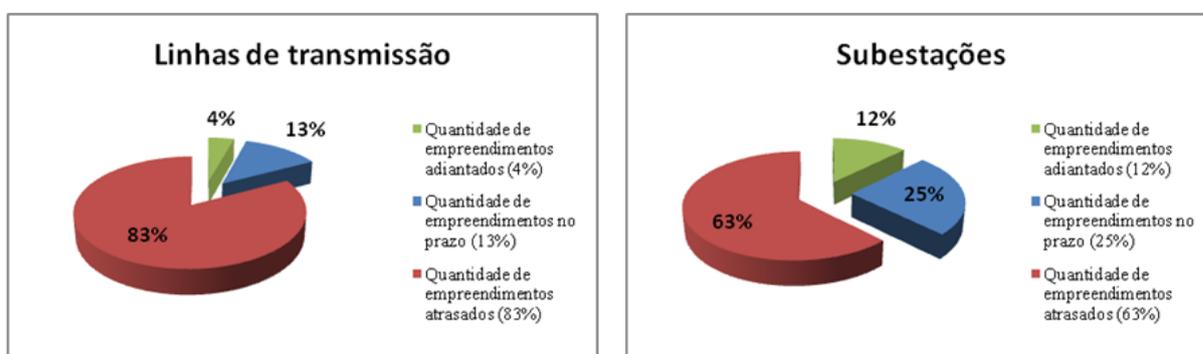


Figura 21 - Atrasos na expansão da transmissão

Fonte: TCU (2013)

A Tabela 4 ilustra a quantidade e os atrasos dos empreendimentos de transmissão, tanto das linhas quanto das subestações.

Tabela 4 - Quantidade e atraso médio da expansão da transmissão

Tipo de transmissão	Quantidade de empreendimentos na amostra	Quantidade de empreendimentos atrasados (%)	Percentual de empreendimentos que apresentaram atrasos em relação ao total da amostra, por tipo de transmissão faixa de atraso (%)				Atraso médio (meses)
			Superior a 3 meses	Superior a 6 meses	Superior a 9 meses	Superior a 1 ano	
Linhas de transmissão	163	83%	73%	64%	56%	44%	14
Subestações	64	63%	42%	31%	17%	6%	3

Fonte: TCU/SefidEnergia

De forma semelhante à situação dos empreendimentos de geração, os atrasos na transmissão são conhecidos pelo Governo, conforme verificado na Ata 134 do CMSE onde foi mencionado que o MME estava realizando o monitoramento de 23.653 km de linhas de transmissão e 51.844 MVA de capacidade de transformação relativas às obras em andamento e concluiu que 69% das obras das linhas de transmissão monitoradas encontram-se com datas de tendência fora do ato legal, com atraso médio de doze meses nas datas previstas. Com relação aos empreendimentos monitorados de subestações, 59% encontravam-se com as datas de tendência fora do ato legal e com atraso médio de sete meses.

A redução da capacidade de transporte de energia elétrica em relação ao planejado pode fragilizar o sistema, pois, além de sobrecarregar as outras linhas de transmissão, pode impossibilitar que o ONS opere de forma adequada, o que é indispensável quando há hidrologia desfavorável em alguma das regiões do país.

O relatório do TCU ainda conclui que os atrasos ocorridos entre 2009 e 2013 resultaram em prejuízo direto para o sistema de R\$ 8,3 bilhões e poderiam ter sido evitados. Esses valores são ainda maiores se levados em consideração as multas e penalidades para os empreendedores.

A previsão da demanda de energia também não é trivial, como destacado anteriormente, pois esta depende da situação econômica do país e é afetada por crises políticas e econômicas (inclusive as internacionais podem afetar alguns setores da economia e, conseqüentemente, afetar o consumo de energia).

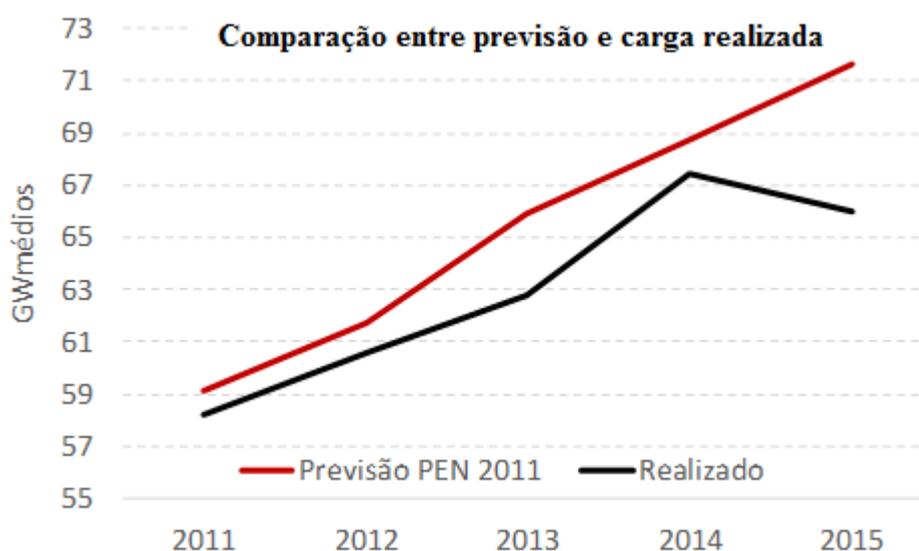


Figura 22 - Comparação entre a previsão de demanda e a realizada

Podemos notar na Figura 22 que a previsão da demanda feita em 2011 foi superestimada, principalmente no último ano de previsão, onde a carga realizada ficou mais de 5 GWmédios abaixo da prevista. Esse valor seria o equivalente ao somatório das garantias

físicas das usinas do rio Madeira, Santo Antônio e Jirau, que são, respectivamente, a quarta e a sexta maiores usinas hidrelétricas do país.

3.9. Conclusão

Neste capítulo foram abordadas as principais premissas adotadas nos modelos de otimização da operação utilizados em estudos do sistema elétrico brasileiro. Conforme pode ser compreendido, existe um processo encadeado de simulações onde o programa Newave tem o papel principal. Existem externalidades que foram incorporadas ao modelo original para ajustar às necessidades de segurança energética, principalmente após o racionamento de 2001. Com a evolução do sistema elétrico, algumas premissas originais, como o horizonte do planejamento da operação, devem ser revistas.

4. METODOLOGIA E RESULTADOS

Como visto nos capítulos anteriores, o objetivo do planejamento energético da operação é o despacho ao mínimo custo no horizonte de planejamento, dadas as premissas de oferta e demanda e de segurança de suprimento. Também foi citado que o programa mensal da operação energética é realizado com a participação dos agentes envolvidos para a atualização dos dados de entrada dos modelos de otimização, sendo que nesse programa o modelo de médio prazo é executado uma vez, fornecendo a função de custo futuro para o modelo de curto prazo que é atualizado semanalmente. Assim, podemos considerar que as informações de entrada e saída do modelo de médio prazo são válidas apenas para um mês.

Além disso, foi constatado que o modelo de médio prazo utiliza como horizonte de estudo 5 anos, em base mensal por patamar de carga, mais 5 anos de pós-estudo ou anos adicionais; enquanto o horizonte do modelo de curto prazo é de 2 meses, sendo o primeiro dividido em etapas semanais.

Outra constatação é que são grandes as incertezas tanto em relação à demanda de energia, que depende principalmente da situação político-econômica do país, quanto em relação à oferta, em função do cronograma de entrada em operação das usinas e linhas de transmissão, e em relação às afluições dos rios; e que quanto maior o horizonte de previsão, maior é a incerteza.

Dessa forma, poderia ser analisada a redução do horizonte de planejamento de forma a reduzir as incertezas envolvidas da expansão do sistema e da previsão da demanda, com ganhos inclusive no tratamento da otimização estocástica e consequente redução no tempo computacional. Entretanto, essa redução no horizonte de planejamento não pode ser muito grande e deve estar alinhada principalmente a capacidade de regularização dos reservatórios, para evitar prejuízos na otimização sistêmica.

Este trabalho analisa a redução do horizonte do planejamento no modelo computacional Newave, onde foram simulados diversos casos, a partir dos decks oficiais do ONS dos anos de 2013, 2014 e 2015, modificando alguns parâmetros nos arquivos de dados gerais, tais como número de anos de pós-estudo, número de anos de estudo, tipo de aversão ao risco (neutro, CAR, CVaR) e fazendo os ajustes em outros arquivos dos dados de entrada, caso necessário. Esses ajustes são necessários, por exemplo, em casos de redução no horizonte de estudo, pois

o Newave não permite que as informações não utilizadas permaneçam no arquivo. Assim, tendo como caso base um deck de 5 anos de estudo, e para simular a operação com 4 anos, deve-se excluir dos arquivos de entrada do modelo toda a informação relativa ao quinto ano da expansão da demanda, oferta, transmissão, manutenção das usinas, desvios d'água, caso contrário, o modelo não consegue prosseguir com a simulação, apresentando uma mensagem de erro de dados de entrada.

A montagem dos casos e leitura dos resultados foram feitos em etapas:

- 1ª etapa: Alterações e ajustes dos dados de entrada;
- 2ª etapa: Execução do modelo;
- 3ª etapa: Leitura do arquivo “pmo.dat” e obtenção das informações mensais do CMO médio e Risco de Déficit, por ano e por submercado;
- 4ª etapa: Execução do modelo NWlistOP para obtenção das 2000 séries simuladas de armazenamento, geração térmica total, geração hidráulica total, custos marginais da operação e déficits;
- 5ª etapa: Leitura dos resultados colocando-os em planilhas, de forma a facilitar as análises e comparações;
- 6ª etapa: Criação dos gráficos e análises dos dados, incluindo também comparações entre diversos casos.

As simulações foram feitas com a versão 19 para linux do Newave.

As principais comparações entre os casos serão realizadas para as médias mensais das séries simuladas dos armazenamentos, geração total térmica, geração total hidráulica, custo marginal da operação e déficit (energia não suprida) agregados para o SIN. Apesar das simulações terem sido feitas considerando os reservatórios equivalentes, foi utilizado os valores agregados no SIN para facilitar as comparações.

Para analisar os efeitos das alterações de modo controlado, foram feitas simulações por etapas, exemplificadas abaixo:

- Redução do número de anos de pós-estudo. Nesse experimento, é esperado que quanto menor o número de anos, maior seja a utilização da água armazenada no final do horizonte de estudo:
- Inserção de restrição de volume mínimo no final do estudo. Como é esperado o volume armazenado de água menor no final do estudo com a redução dos anos adicionais, tenta-se compensar esse efeito com uma restrição de volume, apenas no final do horizonte de estudo;
- Redução do número de anos pós e volume mínimo. Com os dois efeitos analisados, da redução dos anos adicionais e da restrição de volume nas últimas etapas do estudo, essas simulações analisam se os efeitos são compensados;
- Variação dos volumes iniciais do estudo. Como vimos, a otimização energética é influenciada pelo cenário de oferta e demanda e a oferta hidráulica depende da quantidade de água estocada. Assim, alterando a condição inicial, altera-se o resultado da otimização. Porém, o padrão da solução quando se altera o número de anos de pós-estudo não deve mudar entre os casos com a mesma condição inicial.
- Redução da oferta de usinas a fio d'água. O resultado esperado dessa simulação é que com a menor oferta no sistema, a geração térmica aumente e os reservatórios terminem mais vazios.
- Simulações para outros meses. Essas simulações são necessárias para verificar se o mês inicial do estudo afeta as conclusões obtidas em relação à redução dos anos de pós-estudo, o que não é de se esperar.
- Redução do número de anos de estudo. Essas são as principais simulações do trabalho. O resultado esperado é que as simulações com horizonte menor sejam executadas com menor tempo computacional e que o resultado operativo não se altere muito nas primeiras etapas do estudo, se comparados com o caso original.
- Simulações para diferentes MARs. Apesar de se esperar que os resultados das simulações com aversão ao risco se alterem, indicando geração térmica maior pela segurança, não é de se esperar que a redução do horizonte de planejamento altere os resultados das primeiras etapas do estudo, para um mesmo MAR.

Como padrão, a legenda da série será identificada como: Xanos_YY_ZZ_Kpos. Sendo X o número de anos de estudo; YY identificação da utilização da restrição de armazenamento

ou aversão ao risco; ZZ o volume da restrição em percentual e K o número de anos de pós-estudo.

4.1. Redução do Número de Anos Pós-estudo

As primeiras análises foram feitas reduzindo o número de anos de pós estudo do Newave. Como visto anteriormente, os anos de pós estudos são utilizados para evitar que o modelo use toda a água disponível no sistema nas últimas etapas do estudo: o que seria a opção mais barata, esvaziando assim os reservatórios (já que para o modelo o futuro seria limitado ao número de anos do estudo). Foi utilizado como base para essas simulações o deck de janeiro de 2013, com 5 anos de estudos, e a alteração dos casos é o número de pós-estudos de 5 a 0 anos.

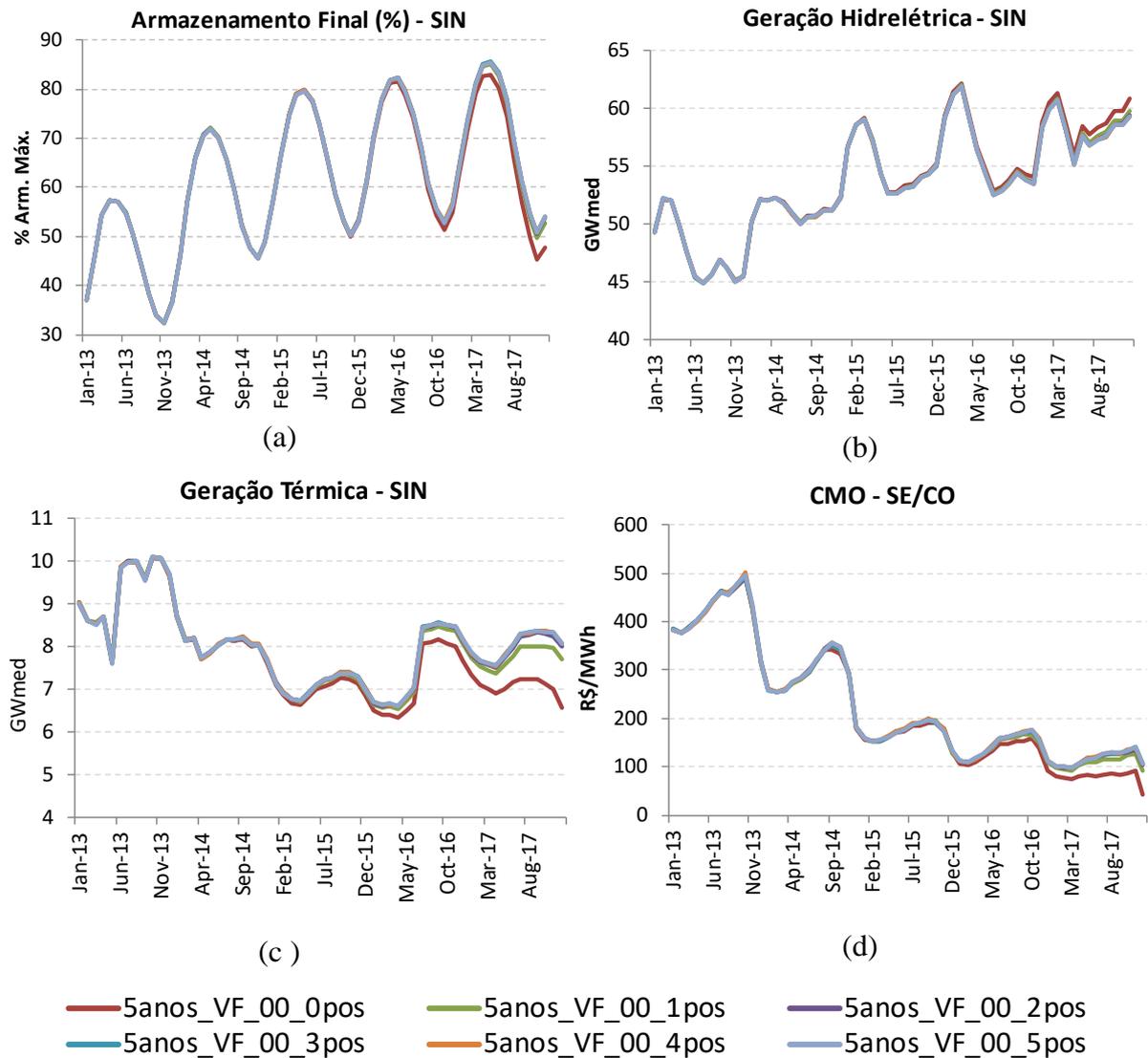


Figura 23 - Comparações dos casos com redução nos anos de pós-estudo

A Figura 23(a) ilustra que com a redução dos anos de pós estudo há realmente o uso maior da água armazenada, principalmente na simulação sem anos adicionais, onde diferença máxima foi de 11% na última etapa, se comparado com o caso com 5 anos de pós estudo. Entretanto, mesmo no caso sem anos adicionais, os reservatórios não se esvaziaram ou foram muito utilizados no final do horizonte, como inicialmente esperado.

A diferença entre os volumes de água armazenados é refletida na geração hidrelétrica total do sistema, como ilustrado na Figura 23(b), na qual o caso sem anos adicionais a geração é 2% maior no final do estudo (comparados ao caso com 5 anos de pós-estudo); e como consequência da maior geração hidrelétrica, a geração total térmica é menor, como pode ser visto na Figura 23(c). Além disso, como nesse caso a geração hidrelétrica é a fonte mais barata, o CMO do caso sem anos adicionais é menor, apresentados na Figura 23(d).

Os resultados mostram que mesmo com a geração hidrelétrica maior no final do horizonte de estudo, e conseqüentemente armazenamentos finais diferentes e com reflexos na geração térmica e custos marginais, os resultados para os três primeiros anos do estudo ficam praticamente iguais, indicando que a alteração do número de anos pós estudo não altera a operação do sistema, na operação real para o primeiro mês do horizonte de planejamento.

4.2. Variação do Volume Mínimo no Final do Estudo

A segunda análise foi feita variando o volume mínimo no fim do período de estudo. O objetivo dessa análise é verificar se é possível contornar o efeito da redução do número de anos adicionais no final do horizonte de estudo, inserindo uma restrição de armazenamento mínimo no sistema. Essa restrição foi colocada como se fosse uma Curva de Aversão ao Risco, com valores apenas para novembro do último ano do estudo, que seria o fim do período seco nas principais bacias hidrológicas do SIN. Esse volume final (VF) foi inserido igualmente para todos os subsistemas. Primeiramente, foram analisados os efeitos da inserção da restrição de volume mínimo, para posterior análise do efeito em conjunto com a redução dos anos adicionais.

A Figura 24 mostra os resultados das simulações considerando o mesmo deck do estudo anterior (5 anos de estudo + 5 anos de pós-estudo), mas considerando a restrição de volume em novembro do último ano do estudo variando de 0 (caso base) a 50% do armazenamento máximo, com discretizações de 10%.

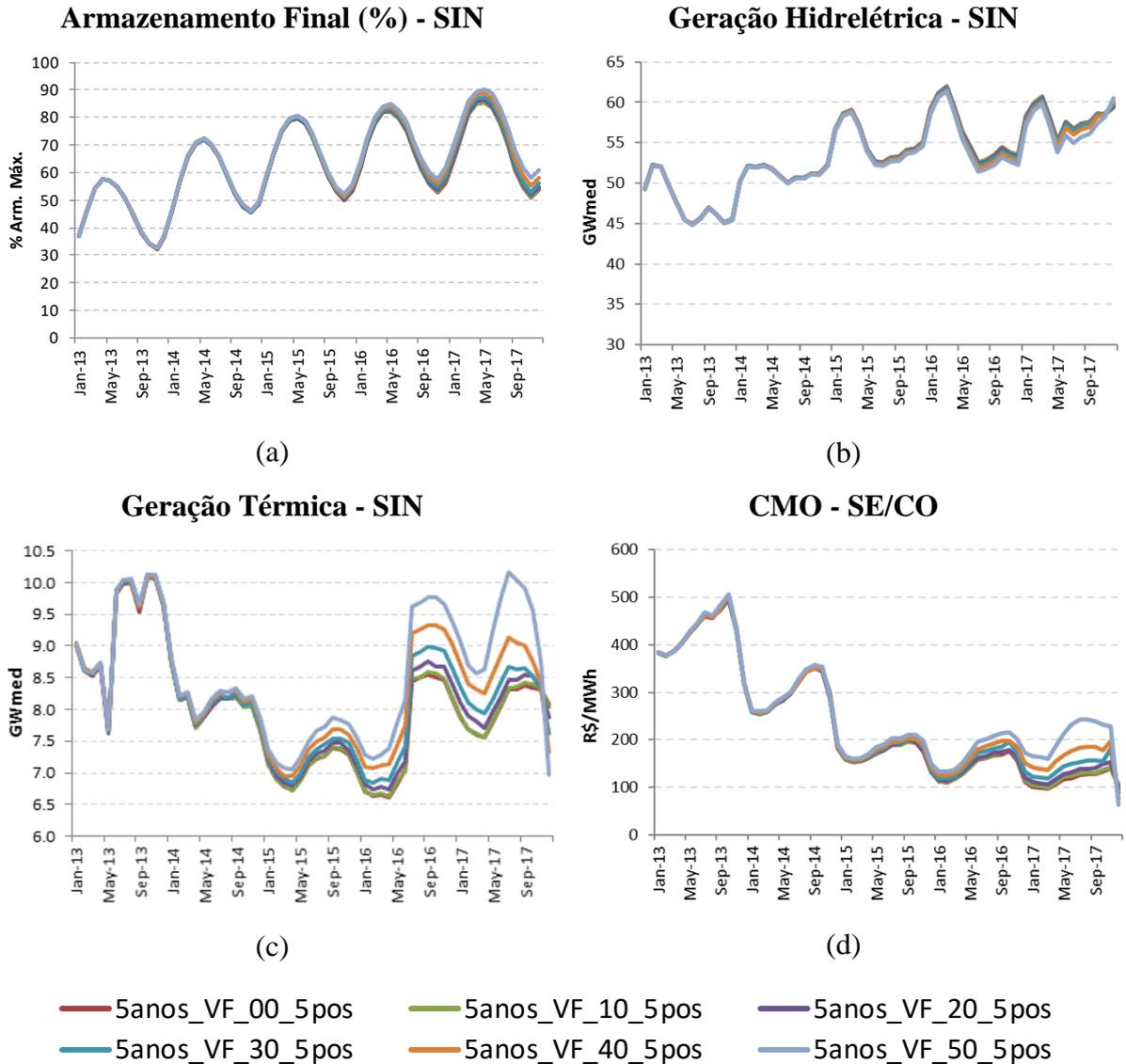


Figura 24 - Resultados da variação da restrição de volume mínimo ao final do estudo – 5 anos de pós-estudo

Os resultados mostram que quanto maior é a restrição de volume, maior é a geração térmica e conseqüentemente menor a geração hidrelétrica, com reflexos no CMO, que chega a ser, em alguns meses, o dobro do caso base. Ainda assim, as diferenças na geração térmica acontecem a partir do terceiro ano do horizonte, e com variação máxima mensal de 1,8GWmed, como ilustrado na Figura 24(c).

A mesma análise foi feita considerando o número de pós-estudo zerado. Podemos ver na Figura 25 que os resultados ficaram parecidos com os casos com 5 anos de pós-estudo, porém, nos casos com a restrição de armazenamentos menores, o uso da água foi maior.

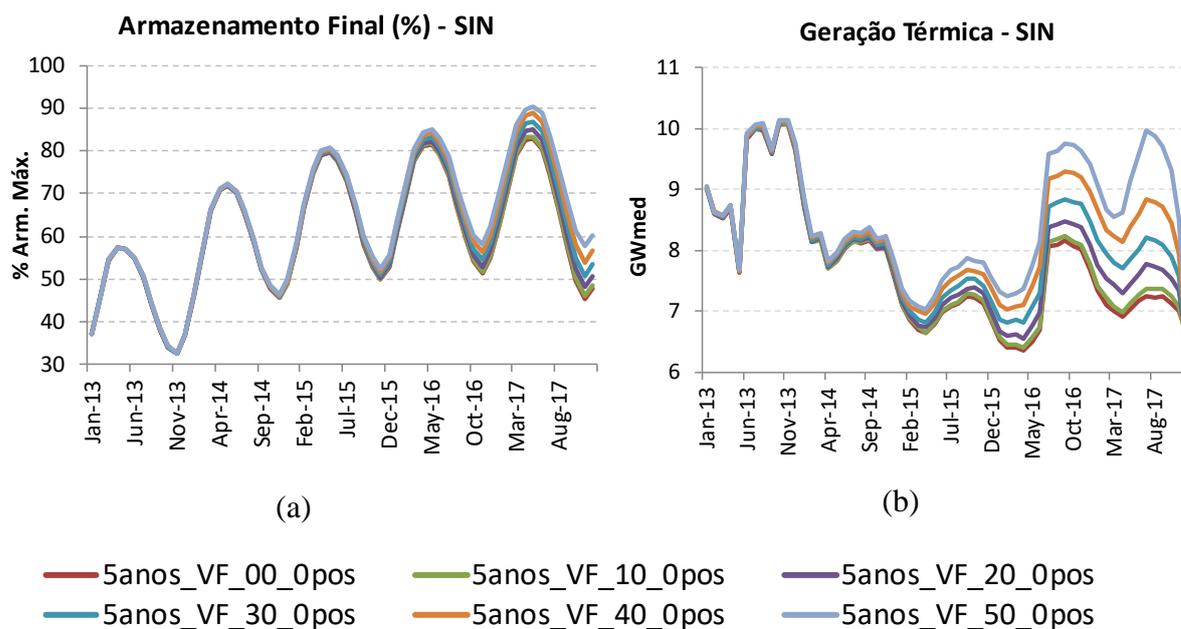


Figura 25 - Resultados da variação da restrição de volume mínimo ao final do estudo – 0 anos de pós-estudo

Os resultados continuam mostrando que as alterações nos anos adicionais e a restrição do armazenamento mínimo ao final do estudo não alteram os resultados dos dois primeiros anos do estudo.

4.3. Redução do Número de Anos Pós e Volume Mínimo

Até então vimos que quanto menor o número de anos pós, mais o modelo tende a usar água no final do horizonte; e quanto maior a restrição de volume mínimo no final do horizonte, mais o modelo tende a economizar água nos reservatórios para evitar a penalização da restrição, gerando mais energia com térmicas. Dessa forma, o próximo conjunto de resultados têm o objetivo de analisar o efeito em conjunto da redução do número de anos de pós-estudo e restrição de volumes mínimos ao final do estudo, e foram feitos para VF em 50% e 30% do volume máximo.

A Figura 26 apresenta os resultados dos casos com a restrição de volume final em 50% e variando o número de anos pós estudo, de 5 até 0, também tendo como deck base os arquivos de janeiro de 2013.

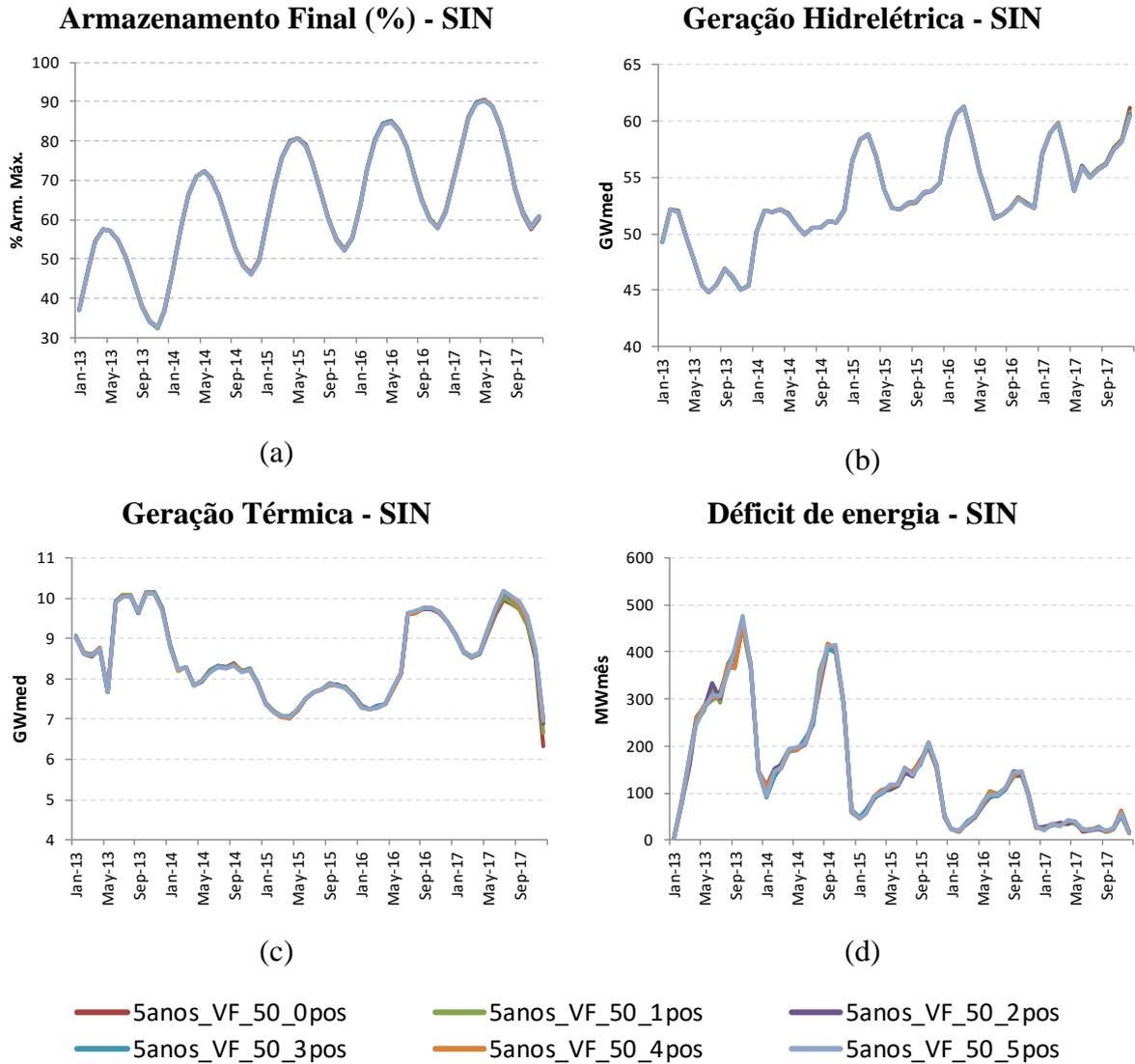


Figura 26 - Resultados dos casos com restrição de volume mínimo em 50%, variando o número de anos adicionais

Os resultados mostram que com a restrição de volume no final do horizonte em 50% para todos os subsistemas, praticamente não houveram alterações ao longo do estudo, tanto nos armazenamentos finais, quanto no despacho da geração e também dos déficits do sistema.

Para o caso com a restrição de volume final em 30% do armazenamento máximo os resultados ficam praticamente iguais, porém existem pequenas diferenças para o último ano de estudo.

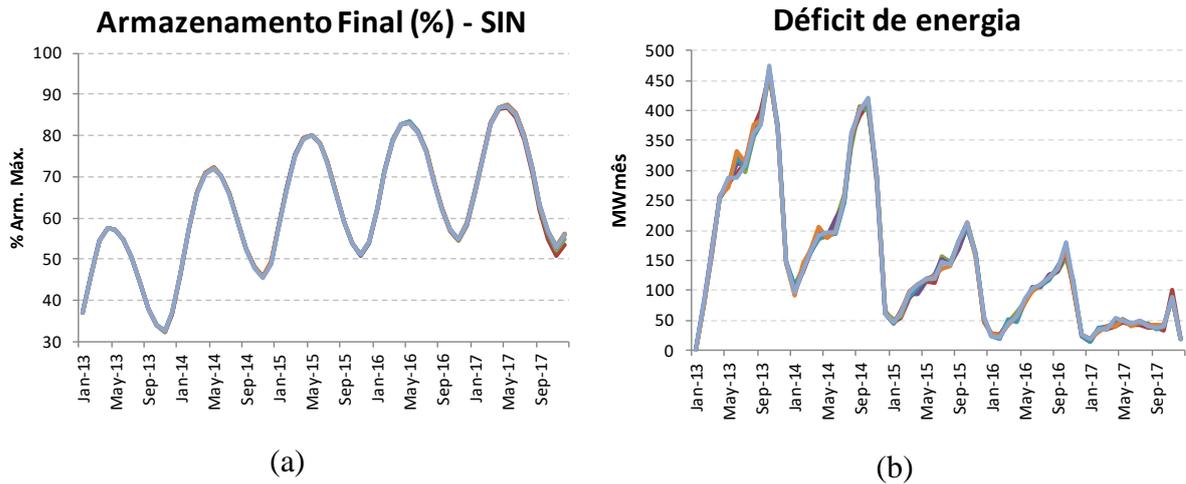
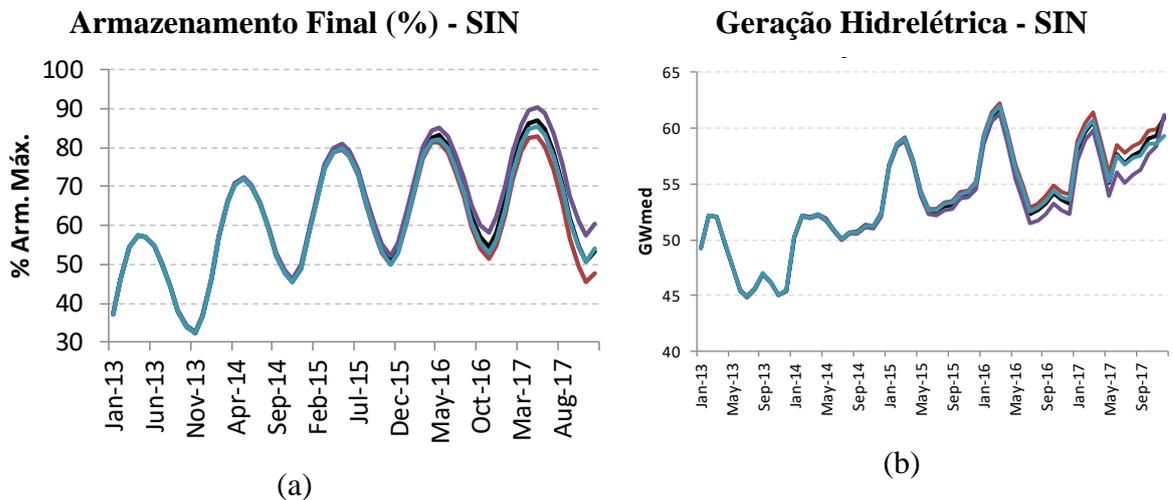


Figura 27 - Resultados dos casos com restrição de volume mínimo em 30%, variando o número de anos adicionais

Essas diferenças eram esperadas, pois com a meta de volume mínimo menor, poderia ser necessária a menor geração térmica, entretanto, como ilustrado na Figura 27 (b), a energia não suprida não se alterou.

Para ilustrar melhor os efeitos da restrição de armazenamento em conjunto com a redução dos anos adicionais, foram feitas comparações entre os casos com VF de 0, 30% e 50% sem anos adicionais, e a configuração base com 5 anos de pós estudo e sem restrição de armazenamento.



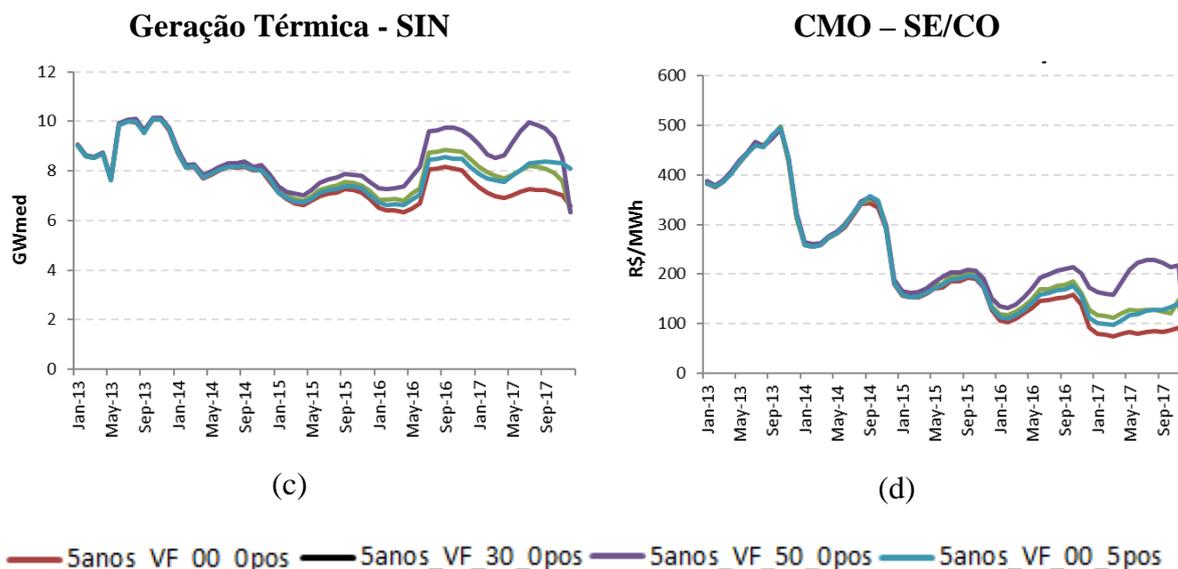


Figura 28 - Resultados dos casos com restrição de volume mínimo sem anos adicionais com o caso base

Podemos observar na Figura 28, que a trajetória do armazenamento total para os casos com VF mudam a partir do terceiro ano do horizonte de planejamento, não alterando a decisão dos dois primeiros anos. Fica claro também que quanto maior é o VF, maior é o despacho térmico e consequentemente o CMO. Podemos notar também, que a trajetória de armazenamento da configuração restrição 30% e 0 anos adicionais ficou praticamente igual à configuração sem restrição de volume e com 5 anos pós estudo, mas o tempo computacional foi 53% menor. Assim, o caso com a restrição de armazenamento em 30% conseguiu praticamente equilibrar o efeito da redução do número de anos adicionais.

4.4. Análise da Variação das Condições Iniciais

Uma dúvida que surgiu durante as simulações era se os resultados encontrados até então para a redução dos anos adicionais e a restrição VF era influenciada pela condição inicial dos reservatórios. Como o armazenamento inicial do caso de janeiro de 2013 estava relativamente baixo, foram feitas simulações considerando o armazenamento inicial como sendo a média dos valores no período disponibilizado no site do ONS, de 1997 a 2013, sendo aproximadamente 59, 75, 54 e 65% dos volumes úteis para o Sudeste Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. Essas simulações foram feitas com restrições de volume final em 0, 20% e 40% do volume máximo.

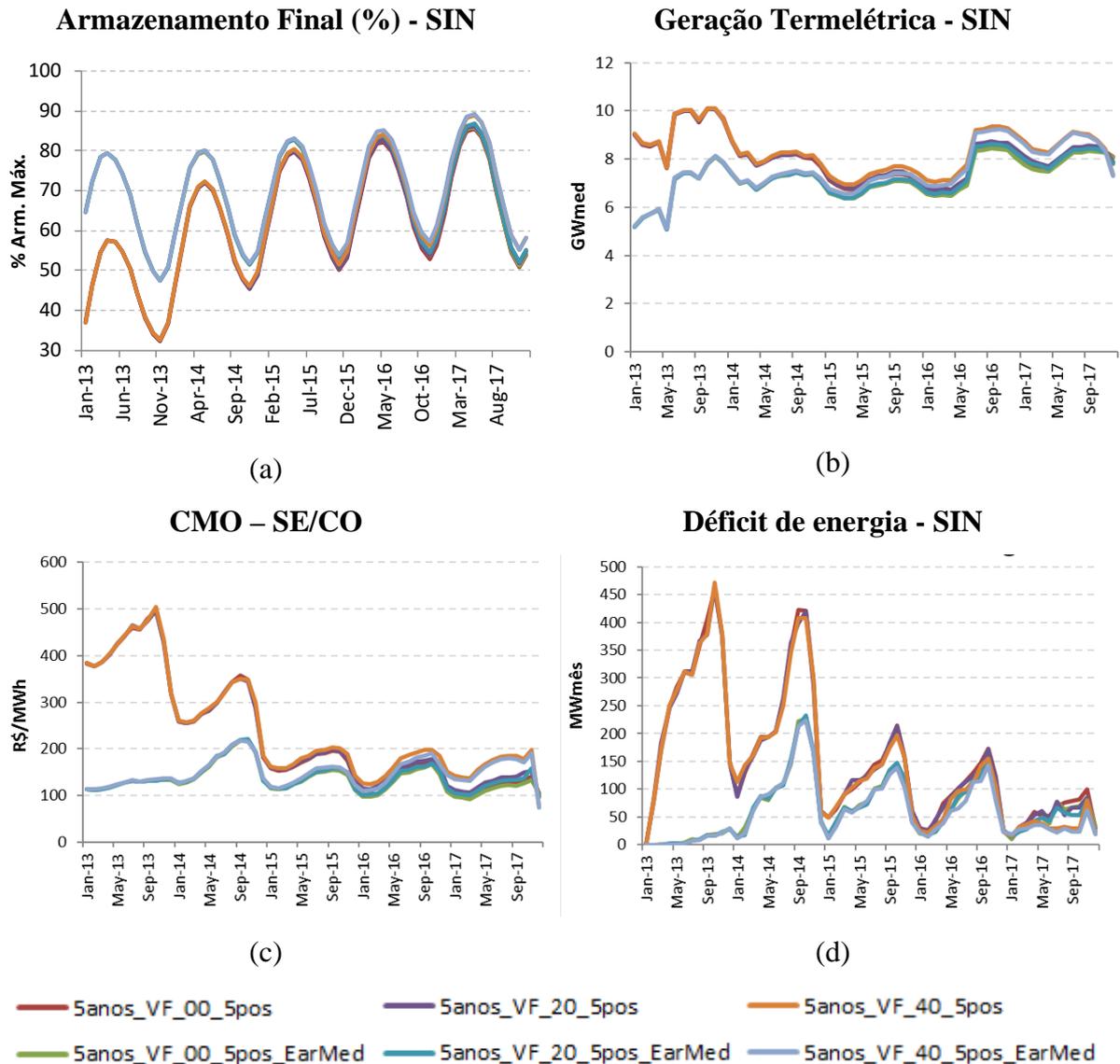


Figura 29 - Análise da variação nas condições iniciais dos reservatórios

Podemos ver pela Figura 29(a) que com o volume inicial maior, as trajetórias de armazenamento dos três primeiros anos mudam, se comparados com o armazenamento inicial menor. Entretanto, as conclusões encontradas nas simulações anteriores continuam: alterando a restrição de volume final, os armazenamentos não se alteraram significativamente dos três primeiros anos do estudo, para o mesmo volume inicial; e variam no último ano do horizonte de estudo devido aos diferentes VF, como era esperado.

Os resultados também mostram que mesmo com a grande variação nas condições iniciais, os resultados convergem a partir do quarto ano do estudo, resultado que está diretamente relacionado à capacidade de regularização do sistema, e aos resultados encontrados em Bezerra et al (2010).

4.5.Redução da Oferta de Usinas a Fio D'água

Uma possível explicação para a não variação significativa dos resultados dos casos simulados sem os anos pós-estudo seria a entrada da usina de Belo Monte, uma usina de grande porte, que, no deck de janeiro de 2013, estava prevista para começar a gerar, em março de 2015 as unidades complementares, e em abril de 2016 a casa de força principal. Essa usina é representada como fio d'água no modelo, ou seja, ela não possui reservatório de água muito grande e poderia, de alguma forma, atrapalhar nossas conclusões. Por isso, foram feitas simulações sem considerar essa usina e os resultados são ilustrados na Figura 30.

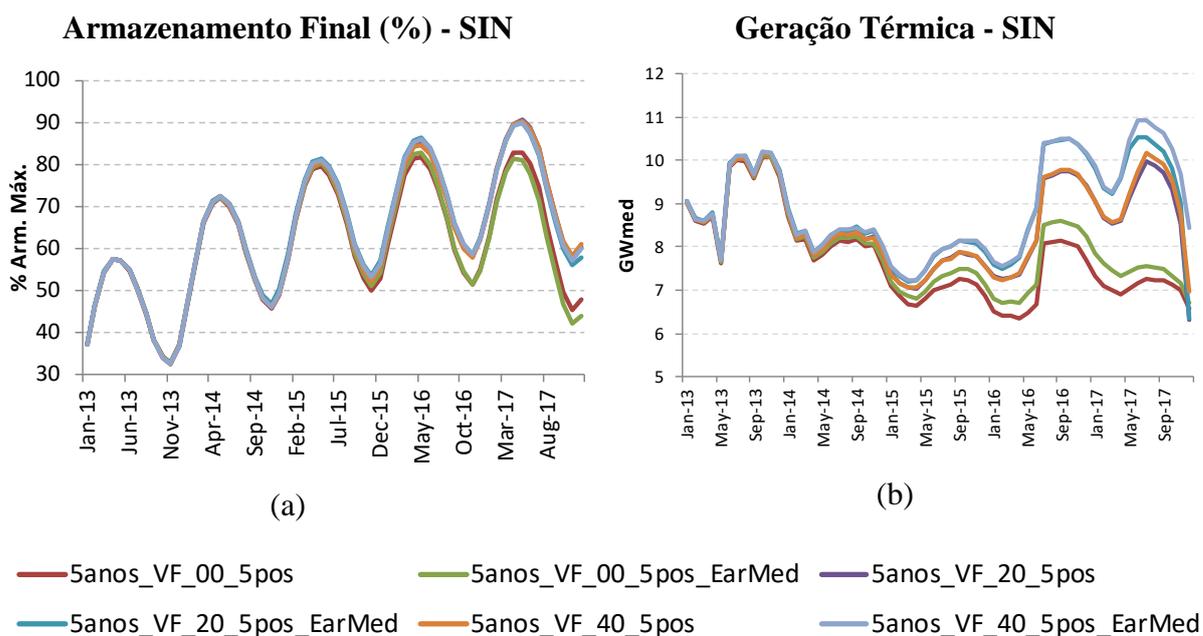


Figura 30 - Resultados das simulações sem considerar a UHE Belo Monte

Os resultados apresentados na Figura 30 mostram a geração da UHE Belo Monte foi substituída principalmente por geração térmica e que a trajetória do armazenamento não mudou nos dois primeiros anos, e entre os casos com e sem a usina, os armazenamentos ficaram praticamente iguais.

Outra análise que pode ser feita desses casos é que a alteração na oferta no sistema nos últimos anos não altera a operação do primeiro ano. O que poderia indicar que realmente não seria necessária, para o planejamento da operação, a consideração dos últimos anos.

4.6. Análises para Outros Meses

Até agora todos os resultados apresentados tiveram como deck base os arquivos do mês de janeiro de 2013. Assim, para verificar se o comportamento dos resultados era específico do mês de janeiro, três casos foram rodados para o deck de dezembro de 2013: sem restrição de armazenamento, com 0 e 5 anos pós estudo; e sem anos pós-estudo com 30% de restrição de armazenamento. O deck de dezembro é o mês que possui o menor horizonte, o que destacaria alguma situação diferente das observadas até o momento, e os resultados das simulações são apresentados na Figura 31.

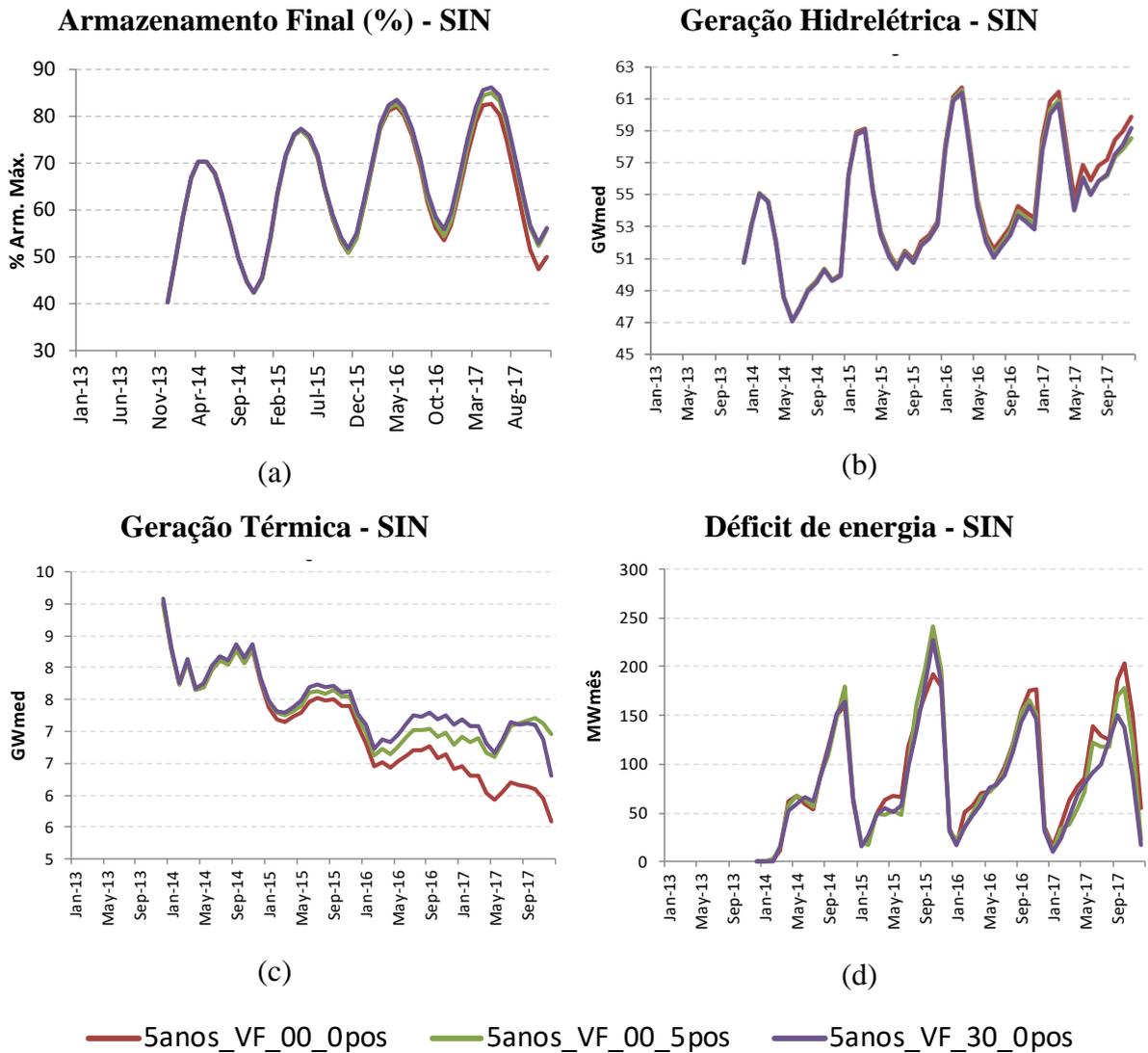


Figura 31 - Resultados para os casos com deck base de dezembro de 2013

Como podemos observar na Figura 31, o mesmo comportamento encontrado para o mês de janeiro pode ser obtido para o deck de dezembro. Assim, as conclusões até o momento são:

- 1- Podemos reduzir ou até mesmo retirar os anos de pós-estudo no modelo de médio prazo para estudos de planejamento da operação do SIN sem perdas de informação para o primeiro ano e com redução no tempo computacional das simulações.
- 2- O número de anos pós-estudo pode ser substituído por restrições nos volumes mínimos nos últimos meses do horizonte de estudo.

4.7. Redução do Número de Anos de Estudo

A seguir serão apresentadas as análises para a verificação da possibilidade de redução do número de anos do horizonte de planejamento. A Figura 32 apresenta os resultados para os casos com 5, 4 e 3 anos de horizonte de estudo e sem anos de pós-estudo; 5 e 3 anos de estudo com restrição de volumes mínimos em 30% e sem anos adicionais e o caso base, com 5 anos de estudo, sem restrição de armazenamento e com 5 anos de pós-estudo.

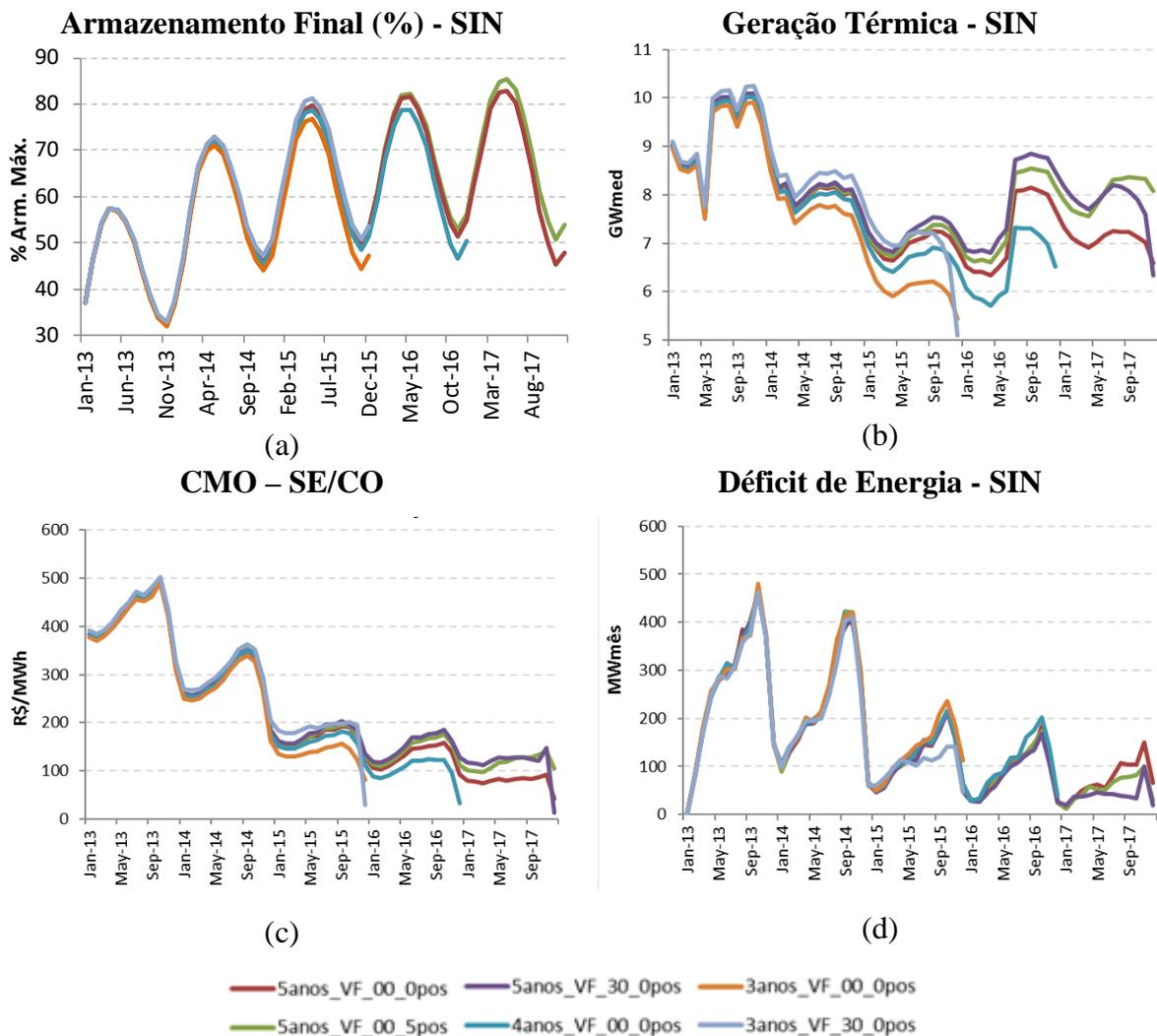


Figura 32 - Análise da redução do horizonte de estudo

Como podemos observar na Figura 32(a), as trajetórias médias do armazenamento do SIN para todos os casos simulados são praticamente iguais nos 2 primeiros anos do estudo. No caso de 3 anos de estudo, sem VF e sem anos adicionais, o armazenamento começa a ficar mais baixo que os demais no início do terceiro ano, terminando com o menor valor. O mesmo caso com a restrição de armazenamento no final do horizonte consegue elevar o armazenamento para níveis iguais aos demais casos. Outro fato que podemos notar é que o comportamento dos casos com 3, 4 e 5 anos, sem restrição de armazenamento e sem anos adicionais é praticamente igual, com a defasagem de um ano. Ou seja, o armazenamento do último ano do estudo é menor, mas nos anos anteriores o armazenamento fica praticamente igual aos casos com 5 anos.

A Figura 32 (b) ilustra que pequenas variações na geração térmica existem logo no primeiro ano, mas são marginais se comparados ao tamanho do sistema: podemos verificar que os CMO na Figura 32 (c) são praticamente iguais no primeiro ano; a menor geração térmica é justamente do caso mais extremo (3anos_VF_00_0pos), porém, esse efeito é compensado com a utilização do VF 30%. Em relação à energia não suprida, Figura 32 (d), praticamente ficaram as mesmas entre os casos simulados, para os dois primeiros anos do estudo.

Em relação ao tempo computacional, o caso com três anos rodou 36% mais rápido que o caso de 5 anos.³ É importante ressaltar que essa diferença pode variar conforme a configuração do servidor ou computador que os casos são simulados.

A Figura 33 mostra a distribuição de probabilidade acumulada do CMO do subsistema Sudeste/Centro-Oeste para o primeiro mês do estudo, janeiro de 2013, dos casos com 5 anos de estudo, com 0 e 5 anos adicionais, e o caso com 3 anos de estudo e sem anos adicionais.

³ Utilizando computadores com processadores Intel Xeon E5-2670 v2 (Ivy Bridge) de alta frequência, 16 CPUs 80 GB de memória.

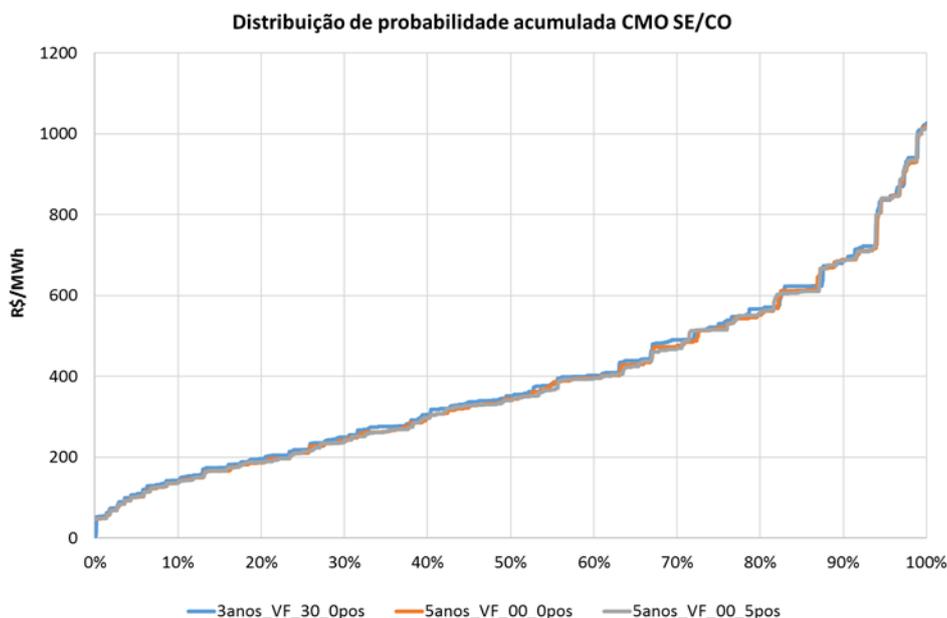


Figura 33 - Comparação da distribuição de probabilidade acumulada para o CMO SE/CO com a redução do horizonte de estudo

Podemos notar que além das médias das 2000 séries serem muito próximas, a distribuição das probabilidades do CMO também é praticamente igual, reforçando que a estratégia operativa do primeiro estágio se mantém, apesar das alterações feitas.

4.8. Análises para Diferentes MARs

Os casos até então apresentados foram executados sem nenhum mecanismo de aversão ao risco, isso para isolar o efeito das alterações dos números de anos de estudo e pós-estudo. Entretanto, os mecanismos de aversão ao risco foram inseridos no modelo de otimização para que este opere de forma mais conservadora. Com isso, o despacho hidrotérmico deve se alterar comparado aos casos sem aversão, porém, não é de se esperar que as conclusões obtidas até o momento deste trabalho se alterem; e para verificar isso, serão apresentados os estudos anteriores com a utilização da CAR e do CVaR.

4.8.1. Análises com a CAR

Em janeiro de 2013, a metodologia de aversão ao risco utilizada era a Curva de Aversão ao Risco. A Figura 34 compara os seguintes casos: 5 anos de estudo, CAR e 5 anos de pós estudo (OFICIAL_ONS); 5 anos de estudo, CAR e sem ano de pós estudo (5anos_CAR_0pos); 5 anos de estudo, restrição de armazenamento em 30% no final do horizonte e sem ano de pós estudo (5anos_VF_30_0pos) e os mesmos casos para 3 anos de estudo.

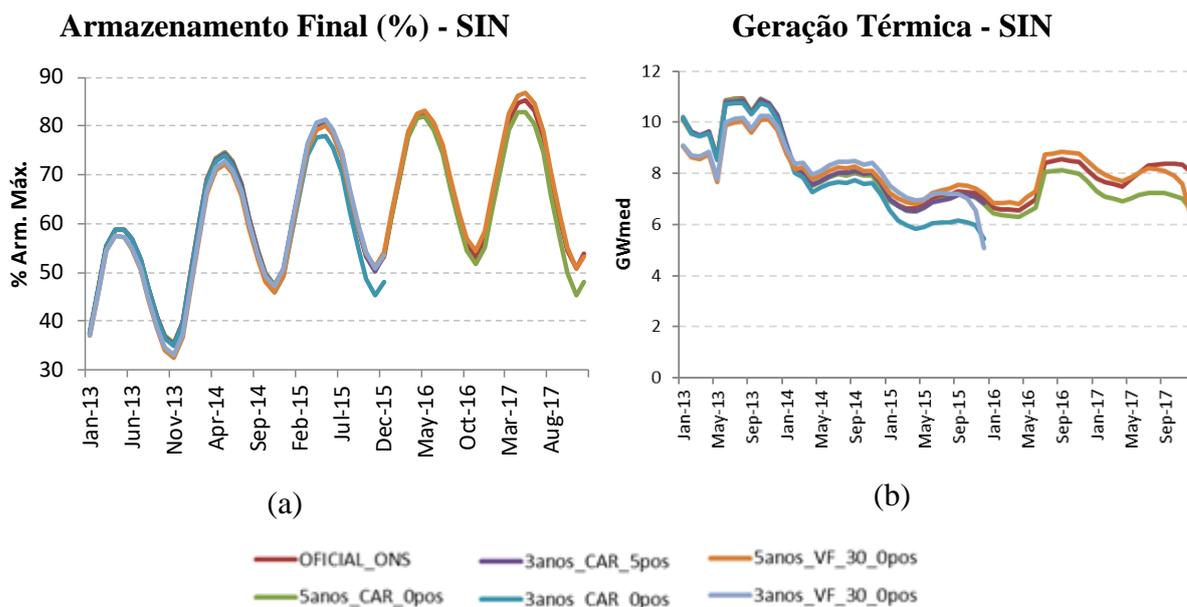


Figura 34 - Análises com a CAR

Podemos notar pela Figura 34 (b) que, como era de se esperar, os casos com a CAR a geração térmica foi maior, e conseqüentemente os níveis de armazenamento maiores - Figura 34 (a). Como nos casos anteriores, a alteração do número de anos de estudo ou pós-estudo, não alterou o despacho no primeiro ano. Podemos observar também, que as séries de geração térmica total dos casos ficam muito próximas a partir do segundo ano do estudo, independentemente da utilização da CAR. Além disso, como nas análises anteriores, no último ano do estudo a geração térmica é menor, como conseqüência do uso maior das hidrelétricas e que como vimos, poderia ser compensado com a utilização do VF.

4.8.2. Análises com o CVaR

Para a análise da redução dos anos de estudo e pós-estudo com o CVaR, foi utilizado o deck de janeiro de 2015. A Figura 35 apresenta os resultados dos casos com 5 anos de estudo, variando o número de anos adicionais de 5 a 0 e a rodada com 3 anos de estudo, sem anos adicionais.

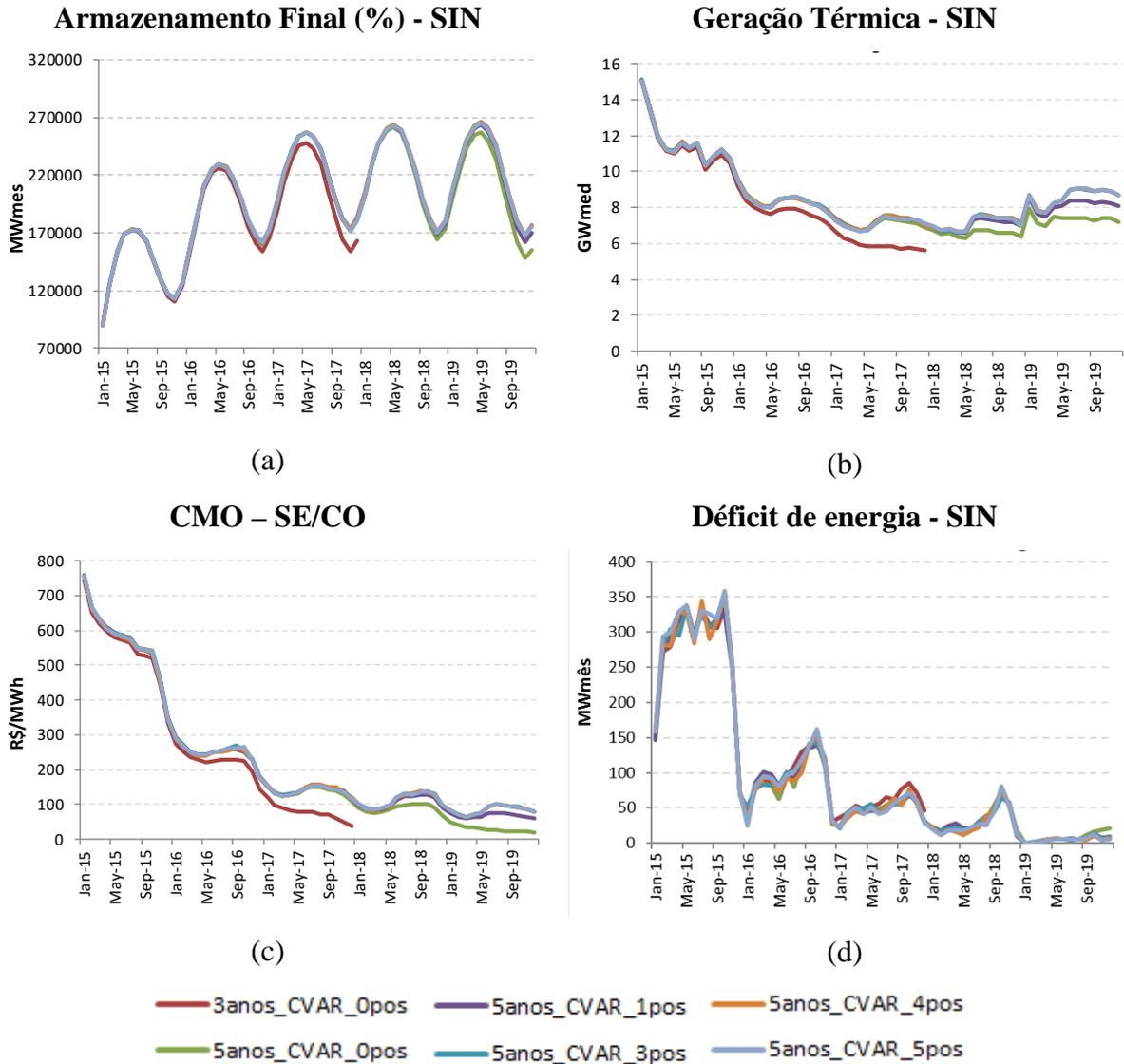


Figura 35 - Resultados com o CVaR

Os resultados são coerentes com os obtidos anteriormente: a redução do número de anos de pós-estudo é percebida a partir do terceiro ano de estudo, com o maior uso da água armazenada e a menor geração térmica. Em relação ao caso com 3 anos de estudo e sem anos adicionais, a menor geração térmica pode ser verificada já no final do primeiro ano do estudo, mas em valores muito pequenos (2% de diferença máxima no primeiro ano). Em relação aos déficits, eles ficam praticamente iguais para todos os casos.

Para os casos anteriores, para compensar o uso maior das UHEs no caso com 3 anos, era inserida uma restrição de volume mínimo ao final do horizonte de estudo. Porém, essas simulações não foram feitas para os casos com CVaR pois a metodologia atual do Newave não permite esse tipo de simulação.

Como para o PMO os resultados do modelo de médio prazo utilizados são para os primeiros meses de estudo, a Tabela 5 mostra a comparação, em percentual, dos resultados para o primeiro mês de estudo para diversas configurações, em relação ao caso oficial de janeiro de 2015, com CVaR, que está na primeira coluna.

Tabela 5 - Resultados para o primeiro mês de estudo

Nº de anos estudos + Pós estudo	5+5	5+4	5+3	5+1	5+0	3+0
Energia Armazenada [MWhmês]	89607	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-0.1%
Geração Hidráulica [MWhmês]	45577	0.0%	0.0%	0.0%	-0.1%	0.1%
Geração Térmica [MWhmês]	15069	0.0%	0.1%	0.0%	0.2%	-0.4%
CMO (R\$/MWh)	615.96	-0.2%	0.3%	-0.1%	0.1%	-1.2%
Déficit [MWhmês]	159	1.9%	0.1%	-7.4%	-0.1%	-3.8%

Como podemos observar, para o primeiro mês de operação, os valores ficaram muito próximos ao caso oficial (5+5), inclusive o caso mais extremo, com apenas 3 anos de estudo e sem anos adicionais, onde a utilização de 0,1% a mais do armazenamento reduziu a média da energia não suprida, a geração térmica e consequentemente o CMO. A distribuição dos CMOs também fica similar, como mostra a Figura 36, que compara a distribuição de probabilidades acumulada de janeiro de 2015 (primeiro mês do estudo) para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste do caso oficial (5 anos de estudo + 5 anos adicionais) e o caso com 3 anos de estudo, sem anos adicionais.

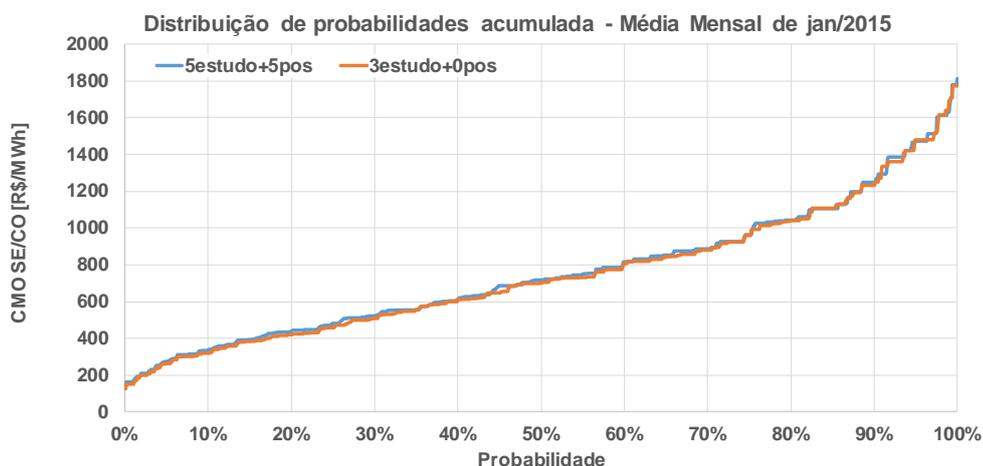


Figura 36 – Comparação da distribuição de probabilidade acumulada para o primeiro mês de estudo

A distribuição anual dos CMOs para o primeiro ano do estudo também fica parecida, como ilustrado na Figura 37 - Distribuição de probabilidade acumulada do CMO anual do SE/CO para 2015.

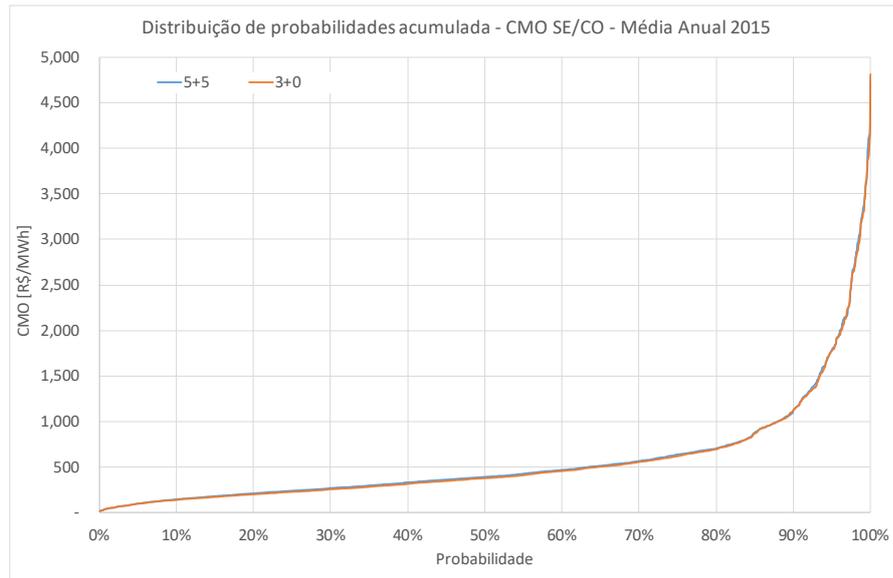


Figura 37 - Distribuição de probabilidade acumulada do CMO anual do SE/CO para 2015

A distribuição de probabilidades dos armazenamentos também fica praticamente igual nos dois casos, como observamos na Figura 38.

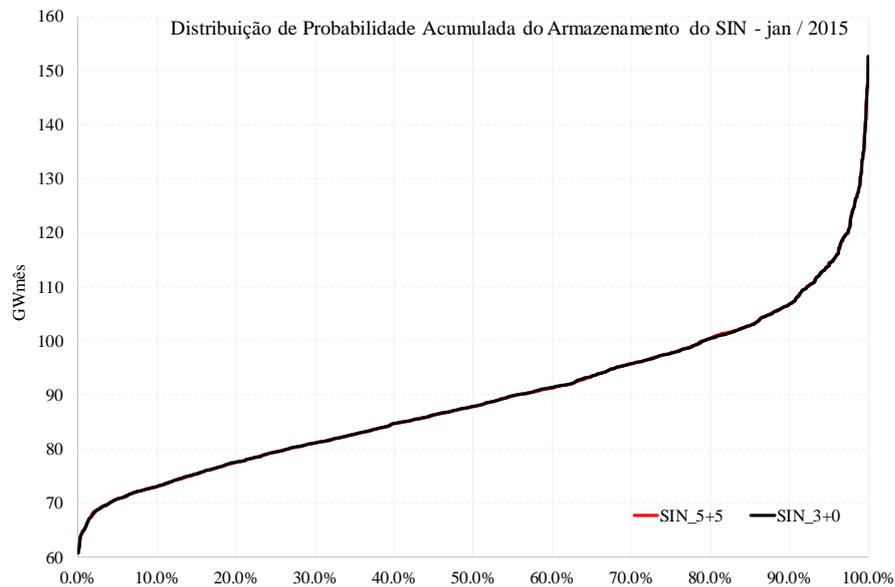


Figura 38 - Distribuição de probabilidades acumulada do SIN - Jan/15

Em relação ao tempo computacional, o caso oficial, com 5 anos de estudo mais 5 de pós-estudo foi rodado em 5007 segundos, ou seja, um pouco mais de 1 hora e 20 minutos. O caso com 3 anos de estudo e sem anos adicionais rodou em 1679 segundos, com o mesmo servidor e configuração do caso anterior, ou seja, em quase meia hora. Isso significa a redução de mais de 60% do tempo computacional para se obter resultados praticamente iguais para os primeiros meses do estudo. É importante ressaltar que o tempo computacional pode variar

bastante dependendo da arquitetura e configuração do computador ou servidor em que são executados os casos, porém a comparação entre os casos para o mesmo servidor permanece válida. O volume de dados gerados pela simulação do caso de 3 anos foi pouco mais da metade do caso oficial (936MB contra 1,79GB do caso “5+5”).

Assim como foi feito para o caso sem aversão ao risco, outras simulações foram feitas para o deck de janeiro de 2015, com CVaR, de forma a validar ainda mais as conclusões até então encontradas. A Figura 39 apresenta os resultados para os seguintes casos: caso de janeiro de 2015 oficial (5 anos de estudo + 5 anos adicionais); o mesmo caso, mas considerando o armazenamento inicial como sendo a média do período de 1997 a 2013 (da mesma forma que foi feito para o caso de janeiro de 2013); 5 anos de estudo, sem anos adicionais; 3 anos de estudo, sem anos adicionais e 3 anos de estudo sem anos adicionais com o armazenamento inicial médio histórico.

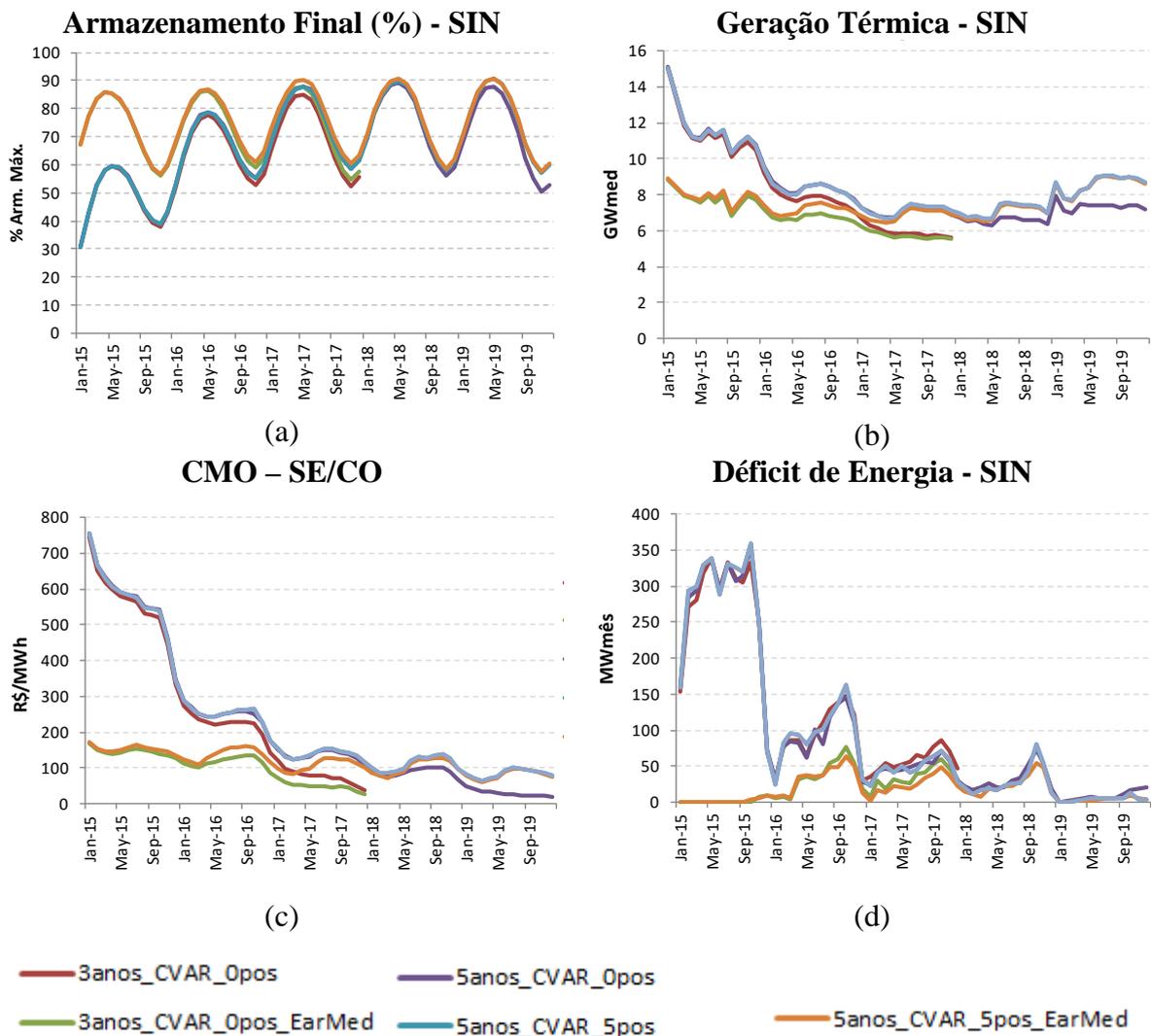


Figura 39 - Resultados para simulações com CVaR e outra condição inicial

A Figura 39 mostra que as conclusões dessa análise são as mesmas obtidas com o caso de 2013: apesar das diferenças operativas devido ao armazenamento inicial, o despacho do primeiro ano praticamente não se altera com a redução do número de anos de estudo ou pós-estudo. Além disso, a partir do terceiro ano, os efeitos da condição inicial se diluem, e os resultados passam a variar com o número de anos de pós-estudo.

Por fim, a Figura 40 apresenta os resultados do caso oficial de dezembro de 2015, com 5 anos de estudo, CVaR e 5 anos de pós-estudo e o caso com 3 anos de estudo, CVaR e sem anos adicionais.

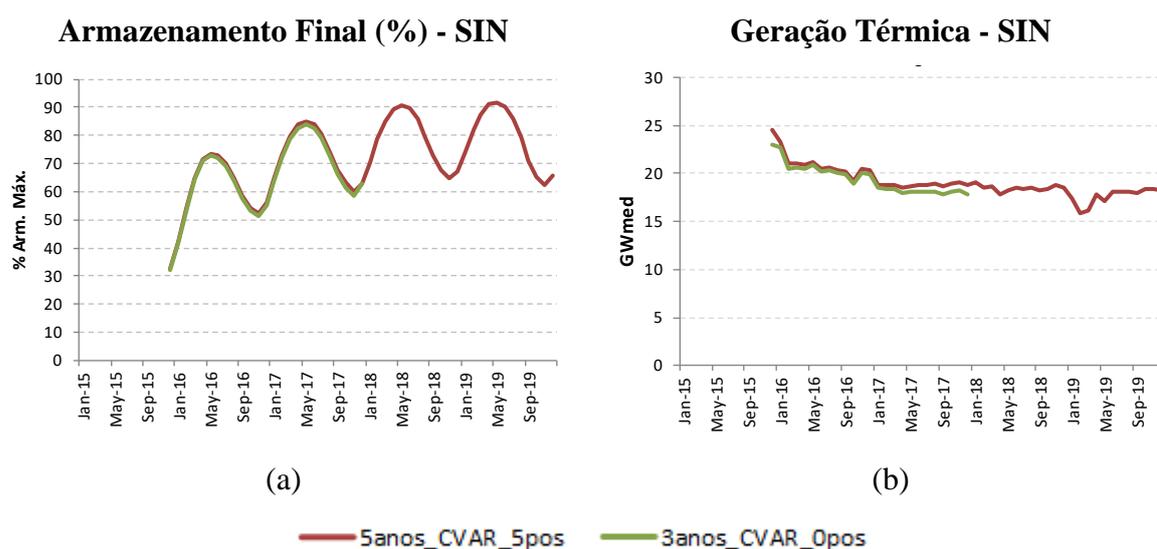


Figura 40 - Resultados para os casos de dezembro de 2015

Para o caso de dezembro de 2015, podemos observar uma pequena diferença, de 2,9%, na média da geração térmica total, considerando os 25 meses de planejamento do caso de 3 anos. Essa comparação é a mais extrema, ou seja, um caso com 9 anos e um mês de simulação contra um caso com apenas 2 anos e 1 mês. Apesar disso, percebemos que a diferença dos resultados é muito pequena, dado o tamanho do problema resolvido.

4.9. Análise da Taxa de Desconto

Para analisar se os resultados das simulações com horizontes menores eram mais sensíveis às modificações da taxa de desconto (atualmente em 12% ao ano), foram feitas simulações com a taxa de desconto em 6% e 20% ao ano, para o caso base janeiro de 2015 e com o caso com 3 anos de estudo e sem anos adicionais. Os resultados para o primeiro mês do estudo encontram-se na Tabela 6, onde as colunas 3 a 7 mostram as diferenças percentuais em relação ao caso base (5+5_12%) e as duas últimas colunas mostram as diferenças percentuais

dos casos de 3 anos em relação aos casos com a mesma taxa de desconto, mas com 5 anos de estudo.

Tabela 6 - Análises da Taxa de Desconto

Nº de anos estudados + Pós estudo	5+5_12%	5+5_6%	5+5_20%	3+0_12%	3+0_6%	3+0_20%	3vs5_6%	3vs5_20%
Energia Armazenada [MWhês]	89607	0.22%	-0.22%	-0.07%	0.12%	-0.34%	-0.10%	-0.12%
Geração Hidráulica [MWhês]	45577	-0.43%	0.44%	0.14%	-0.23%	0.67%	0.20%	0.23%
Geração Térmica [MWhês]	15069	1.00%	-1.19%	-0.38%	0.69%	-1.78%	-0.31%	-0.58%
CMO (R\$/MWh)	615.96	3.28%	-4.92%	-1.22%	2.23%	-5.95%	-1.06%	-1.02%
Déficit [MWhês]	159	28.03%	-11.79%	-3.82%	-0.67%	-22.55%	-28.70%	-10.76%

Os resultados mostram que a alteração da taxa de desconto resulta em comportamentos parecidos, independentemente do horizonte de estudo, e as diferenças encontradas entre os casos com 5 e 3 anos são compatíveis com as simulações anteriores.

4.10. Análise do Tempo Computacional e Volume de Dados

A alteração do número de anos do horizonte de estudo altera o problema a ser resolvido pelo modelo de otimização, o que pode alterar a quantidade de iterações necessárias para a convergência da simulação, e influencia o tempo computacional, prejudicando a comparação. Assim, foram realizadas novas simulações do caso de janeiro de 2015, mas desta vez a quantidade definida de 20 iterações (maior número de iterações encontradas na simulação dos casos de janeiro/15). A Tabela 7 apresenta os resultados para o primeiro mês do estudo e nas últimas 2 colunas mostra a comparação do tempo computacional e no volume de dados para os casos com 5 anos de estudo, variando o pós-estudo de 5 até 0.

Tabela 7 - 20 iterações - Redução do Pós-estudo - Casos com 5 anos

Nº de anos estudados + Pós estudo	5+5	5+4	5+3	5+2	5+1	5+0
Energia Armazenada [MWhês]	89611	-0.02%	0.06%	-0.01%	0.02%	0.03%
Geração Hidráulica [MWhês]	45574	0.05%	-0.11%	0.01%	-0.04%	-0.05%
Geração Térmica [MWhês]	15066	0.03%	0.35%	0.06%	0.23%	0.21%
CMO (R\$/MWh)	614.78	0.16%	0.74%	0.47%	0.51%	0.29%
Déficit [MWhês]	166	-15.64%	-1.00%	-9.24%	-10.30%	-4.25%
Tempo Computacional [s]	6477	-9.37%	-18.00%	-26.69%	-36.96%	-47.37%
Volume de dados [GB]	2.00	-2.69%	-5.39%	-8.03%	-10.69%	-13.62%

Podemos observar que a eliminação do horizonte de estudo gerou CMOs 0.3% diferentes, com a redução de quase 50% no tempo computacional e 13% no volume de dados gerados.

A Tabela 8 apresenta os mesmos resultados, mas para os casos com 3 anos de estudo.

Tabela 8 - 20 iterações - Redução do Pós-estudo - Casos com 3 anos

Nº de anos estudados + Pós estudo	3+5	3+4	3+3	3+2	3+1	3+0
Energia Armazenada [MWhês]	89654	-0.02%	0.00%	-0.03%	-0.03%	-0.12%
Geração Hidráulica [MWhês]	45531	0.03%	0.00%	0.05%	0.06%	0.23%
Geração Térmica [MWhês]	15119	-0.09%	-0.01%	-0.18%	-0.17%	-0.68%
CMO (R\$/MWh)	620.57	-0.01%	-0.04%	-0.14%	-0.54%	-1.80%
Déficit [MWhês]	156	-1.58%	2.31%	2.45%	-1.32%	-2.06%
Tempo Computacional [s]	5018	-10.40%	-23.10%	-35.25%	-47.05%	-60.38%
Volume de dados [GB]	1.25	-4.16%	-8.40%	-12.64%	-16.87%	-21.43%

Podemos observar que os resultados são parecidos com o caso com 5 anos e estudo, com redução de 60% no tempo computacional e redução de 21% no volume de dados.

A Tabela 9 demonstra os resultados para os casos com 5 e 3 anos de estudo e com 5 e 0 anos adicionais, além do caso 3+3, todos com 20 iterações.

Tabela 9 - 20 iterações - Comparação dos casos com 5 e 3 anos

Nº de anos estudados + Pós estudo	5+5_20_it	5+0_20_it	3+5_20_it	3+3_20_it	3+0_20_it
Energia Armazenada [MWhês]	89611	0.03%	0.05%	0.05%	-0.07%
Geração Hidráulica [MWhês]	45574	-0.05%	-0.09%	-0.10%	0.14%
Geração Térmica [MWhês]	15066	0.21%	0.35%	0.34%	-0.33%
CMO (R\$/MWh)	614.78	0.29%	0.94%	0.90%	-0.87%
Déficit [MWhês]	166	-4.25%	-5.92%	-3.75%	-7.85%
Tempo Computacional [s]	6477	-47.37%	-22.53%	-40.42%	-69.31%
Volume de dados [GB]	2.00	-13.62%	-37.15%	-42.44%	-50.62%

Os resultados mostram que o caso com 3 anos adicionais e sem anos de pós-estudos o tempo computacional é quase 70% menor que o caso com 5+5 e com praticamente a metade do volume de dados gerados pela simulação. A diferença dos CMOs foi da ordem de 0.9%, valor muito baixo perto da dimensão do problema solucionado e dos benefícios que a redução do tempo computacional poderá proporcionar. Além disso, como dito anteriormente, o caso 3+0 foi utilizado por ser o caso mais restritivo, em termos de horizonte de simulação, e a utilização de restrições de volume no final nas simulações podem reduzir a diferença entre os resultados do caso base e com horizonte reduzido, sem alterar muito o tempo computacional em relação ao caso sem pós-estudo.

5. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

O Sistema Interligado Nacional engloba o sistema de produção e transmissão de energia elétrica que abrange quase todo o território brasileiro. Um sistema de grande porte que, ao contrário da maioria dos países, possui a predominância de usinas hidrelétricas em seu parque gerador.

Em função das incertezas associadas principalmente às afluências futuras dos rios e a possibilidade de guardar energia em forma de água nos reservatórios das UHEs do sistema, são utilizados modelos matemáticos para determinar os despachos das usinas que gerarão energia elétrica para atender a demanda do sistema. Assim, os modelos de otimização buscam encontrar a solução ótima de equilíbrio, para um determinado período de estudo, entre o benefício presente do uso da água dos reservatórios para produção de energia com UHEs, e o benefício futuro de seu armazenamento. Este benefício futuro é medido em termos da economia esperada dos combustíveis das UTEs e pelo custo atribuído a possíveis déficits de energia, respeitando os critérios de segurança energéticos. Atualmente, essa tomada de decisão é realizada através de técnica de otimização estocástica multiestágio, mais especificamente a PDDE, que evita dificuldades computacionais associados ao caráter probabilístico do problema de otimização associado.

Diversos planos e estudos energéticos são feitos periodicamente pelos órgãos e empresas do setor elétrico, com diversas finalidades, objetivos e horizontes de planejamento. Um dos principais estudos é o PMO, elaborado mensalmente com a participação dos agentes envolvidos, para a programação do despacho hidrotérmico e cálculo do preço spot.

No modelo de médio prazo utilizado no PMO são adotados cinco anos de estudos mais cinco anos de pós-estudos. Esses períodos foram definidos décadas atrás e desde então as características do sistema foram alteradas, principalmente sua capacidade de regularização. Além disso, os resultados dos modelos de otimização têm validade de um mês, já que os dados de entrada são atualizados mensalmente.

Esse trabalho mostrou que é possível a redução tanto do horizonte de estudo quanto do período de pós-estudo sem grande perda de informação para os primeiros meses do estudo. No caso do período do estudo, **pode ser reduzido dos atuais cinco anos para três anos**. Em relação aos anos adicionais, esses **podem ser reduzidos a zero**, com resultados praticamente

iguais nos primeiros meses, mas com deterioração do resultado ao longo do estudo, principalmente a partir do segundo ano do estudo. Para evitar esse efeito, os anos de pós-estudo podem ser substituídos por volumes mínimos ao final do estudo. Nesse último caso, a boa calibração dos armazenamentos mínimos podem anular o efeito da retirada dos anos de pós-estudo, ou até mesmo aumentar a segurança energética, com restrições de valores mais elevados.

A redução do horizonte de planejamento pode trazer ganhos substanciais no tempo computacional, em alguns casos, a economia foi de mais de 65%, e no volume de dados gerados, onde houve a redução de aproximadamente 50% nos casos simulados. Outro benefício dessa representação é de não serem necessárias as projeções ou a assertividade dos cenários de demanda e oferta para os anos que deixariam de ser simulados.

Apesar de não serem necessárias as projeções para o quarto e quinto ano no PMO, não significa que essas informações deveriam ser desprezadas. Três anos de horizonte de estudo podem não ser suficientes para analisar a segurança operativa além do segundo ano, já que a construção de usinas leva tempo. Essa análise é justamente o objetivo do PEN, também coordenado pelo ONS. Assim, as simulações referentes a segurança de suprimento no médio prazo devem ser bem estudadas no PEN e as recomendações feitas nesse plano, discutidas e implementadas no âmbito do CMSE e CNPE. Além disso, a fiscalização no cronograma de obras deve ser acompanhada de perto pela Aneel. As informações dos anos remanescentes também poderiam ser utilizadas para o cálculo do volume mínimo ao final do terceiro ano do horizonte de estudo do PMO.

O tempo computacional economizado poderia ser utilizado para aumentar a representação dos dados, como por exemplo, a maior discretização das usinas hidrelétricas no modelo, ou até mesmo a representação destas de forma individualizada e melhor representação da rede de transmissão.

Como trabalhos futuros, sugere-se:

- Análises da redução do horizonte de planejamento em conjunto com o modelo de curto prazo, verificando o acoplamento entre os modelos;
- Simulações encadeadas com os modelos de médio e curto prazo para anos passados, de forma a analisar os efeitos da redução do horizonte de planejamento, comparando

também os resultados com os valores realizados e não apenas com os valores planejados pelos modelos;

- Análises com restrições de armazenamento em conjunto com o CVaR, pois as versões oficiais do Newave disponibilizadas até o término dessa dissertação não permitiam essa análise;
- Análises da redução do horizonte de planejamento com a nova SAR pois as versões oficiais do Newave disponibilizadas até o término dessa dissertação não permitiam essa análise;
- Cálculo dos volumes mínimos a serem adotados no final do horizonte do estudo, que como sugestão poderia ser feito de forma recursiva no tempo utilizando as informações dos anos que não seriam mais simulados.

Como explicado ao longo do trabalho, a escolha do horizonte de planejamento no modelo computacional deve ser feita de acordo com o objetivo do estudo e a característica do sistema simulado. Assim, a redução sugerida nesse trabalho seria realizada apenas no âmbito do planejamento mensal da operação do sistema, cujo objetivo principal é o despacho hidrotérmico. Apesar das conclusões desse trabalho provavelmente também servirem para outros planos e estudos, como por exemplo o PEN e no cálculo da Garantia Física das usinas (principalmente em relação à redução dos anos de pós-estudo), eles não foram o foco desse trabalho.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALENCAR, T. R. **Sistema de Suporte à Decisão baseado em Algoritmos Genéticos para a Otimização do Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência**. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do ABC, Santo André, 2012.
- ARARIPE NETO, T. A. **Determinação de Estratégias de Operação de Subsistemas Interligados Utilizando Programação Dinâmica Estocástica com Restrição de Risco**. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1983.
- AZEVEDO, A. T., Oliveira, A.R.L. e Soares, S. "Interior point method for long-term generation scheduling of large-scale hydrothermal systems"; *Annals of operations research*, 169, 55-80, 2009.
- BAJAY, S. V. *Integrating competition and planning: a mixed institutional model of the Brazilian electric power sector*. *Energy*, 31 (6-7): 865-76, 2006.
- BENDERS, J. F. *Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems*. *Numerische Mathematik*, Amsterdam, v.4, n.1, p.238-252, dez, 1962.
- BEZERRA B., BARROSO L. A., BRITTO M., PORRUA F., FLACH B., PEREIRA M. V., *Measuring the Hydroelectric Regularization Capacity of the Brazilian Hydrothermal System*. IEEE PES General Meeting 2010, Minneapolis, USA
- BRANDI, R. B. S. **Processo Iterativo de Construção da Função de Custo Futuro na Metodologia PDE-ConvexHull**. Dissertação (Mestrado), Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2011.
- BRASIL. Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004. Regulamenta os arts. 13 e 14 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e o art. 23 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que tratam do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Brasília, DF: Presidência da República, 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5081.htm>. Acesso em: 31 out 2016.
- BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel. Resolução Normativa nº 351, de 17 de fevereiro de 2009. Estabelece critérios e procedimentos para a aplicação dos procedimentos operativos de curto prazo no programa mensal de operação e suas revisões. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2009351.pdf>>. Acesso em 30 out 2016.
- BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel. "Ata da 32ª Reunião Pública Extraordinária da Diretoria de 2014". Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 31 out 2016.
- BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel. "Nota Técnica nº 401/2013-SRE/ANEEL". Agência Nacional de Energia Elétrica.
- BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel. "Resolução Normativa nº 372", de 28 de julho de 2009.
- BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel. Revista Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL - P&D Nº 3 – junho de 2009.
- BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel. Reabertura da Chamada pública nº 002/2008 "Projeto estratégico: Metodologia de Elaboração da função de custo do déficit", 2015.

BRASIL. Conselho Nacional de Políticas Energéticas - CNPE. Resolução nº 3, de 6 de março de 2013. “Estabelece diretrizes para a internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço, e dá outras providências. 2013.

BRASIL. Conselho Nacional de Política Energética - CNPE. Resolução nº 08 de 20 de dezembro de 2007. “Estabelece diretrizes para a utilização da Curva de Aversão ao Risco - CAR, e dá outras providências. ” Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resolucao.pdf>>. Acesso em 31 out 2016.

BRASIL. Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP. Nota Técnica “Desenvolvimento, implementação e testes de validação das metodologias para internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço”. Brasília, 19 de julho de 2013.

BRASIL. Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - CGE. “Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico - Relatório de Progresso Nº 2”, fevereiro 2002.

BRASIL. Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - CGE. Documento de apoio A - “Resumo do Marco Regulatório Brasileiro”. Jan, 2002.

BRASIL. Tribunal de Contas da União – TCU. “TC 029.387/2013-2 Relatório de Auditoria Operacional”, 2013.

BRASIL. Tribunal de Contas da União – TCU. Secretaria de Fiscalização de Desestatização e Regulação de Energia e Comunicações (SefidEnergia). Acórdão: 2.316/2014-TCU-Plenário, Data da sessão: 3/9/2014, Relator: Ministro José Jorge, TC nº 029.387/2013-2, 2013.

CABRAL, L. M. M. e CACHAPUZ, P. B. B. “A Eletrobrás e a operação dos sistemas elétricos interligados brasileiros”. Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, Coordenadoria de Pesquisa, 2000, 24p.

CACHAPUZ, P. B. B. “O planejamento da expansão do setor de energia elétrica: a atuação da Eletrobrás e do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos. ” Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade, 2002.

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). Boletim Informativo – Operação dos Agentes na CCEE nº 19, dez. 2008.

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). O que fazemos: Preços. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em 31 out 2016.

CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica). Manual de Referência do modelo Newave, Relatório Técnico, 1999.

CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica). Manual de Referência do modelo Dessem, Relatório Técnico, 2003.

CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica). Projeto Newave – Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes. Manual do Usuário, versão 12.3, fev. 2005.

CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica). Newave – Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes: Apresentação. Disponível em: <<http://www.cepel.br/produtos/programas-computacionais/menu/newave-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-longo-e-medio-prazo.htm>>. Acesso em: 01 out 2015.

CEPEL. Relatório Técnico nº 20429/16. “NOVA SAR: Aprimoramentos na Superfície de Aversão ao Risco (SAR) para o problema de Planejamento de Médio/Longo Prazo da Operação Hidrotérmica (modelo Newave)”. CEPEL, 2016.

COSTA JÚNIOR, L. C.; BEZERRA, B.; VEIGA, M.; BARROSO, L; BRITO, M.C.T.; THOMÉ, F.S.; “Nível Meta: Avaliação da Metodologia e dos Impactos Econômicos para o Consumidor”. XX SNPTEE, novembro/2009

DINIZ A. L., TCHEOU M. P., MACEIRA M. E. P. “Uma abordagem direta para consideração do CVAR no problema de planejamento da operação hidrotérmica” XII SEPOPE - Symp. of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, maio 2012.

DUARTE, V. S., “**Modelagem da Vazão Mínima Obrigatória em Problemas de Planejamento da Operação de Longo Prazo de Sistemas Hidrotérmicos Interligados**”. Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2002.

EPE (Empresa de Pesquisas Energéticas). “Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015 ano base 2014”. Empresa de Pesquisa Energética, 2015.

EPE (Empresa de Pesquisas Energéticas). “Nota Técnica 1.04.26.07^a - Taxa de desconto aplicada na avaliação das alternativas de expansão”. Empresa de Pesquisa Energética, 2007.

EPE (Empresa de Pesquisas Energéticas). “Nota Técnica DEN 03/08 - Considerações sobre repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas”. Jun, 2008.

EPE (Empresa de Pesquisas Energéticas). “Nota Técnica DEA 27/13 - Taxa de desconto aplicada na avaliação das alternativas de expansão”. Empresa de Pesquisa Energética, 2013.

EPE (Empresa de Pesquisas Energéticas). Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015 ano base 2014.

EPE (Empresa de Pesquisas Energéticas). Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016 ano base 2015.

EPE (Empresa de Pesquisas Energéticas). Resenha Mensal de Mercado de Energia Elétrica de dezembro de 2014, dez 2014.

FALCETTA, F.A.M e ZAMBON, R.C. “Evolução da Capacidade de Regularização do Sistema Hidrelétrico Brasileiro”. XX Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, Bento Gonçalves, 2013.

FDTE. “Modelo de Despacho Hidrotérmico Ótimo para o Sistema Interligado Nacional”. Projeto de P&D estratégico de código ANEEL PE-0061-0108/2009.

FORTUNATO, L.A.M.; NETO, T.A.A.; ALBUQUERQUE, J.C.R.; PEREIRA, M.V.F., “Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica” Rio de Janeiro, RJ Eduff/Eletróbrás, 1990.

FRANCISCO, R. N. “**Proposta Metodológica para o tratamento da curva de aversão ao risco no modelo de planejamento da operação de médio prazo**”. Monografia (Graduação). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

GCOI (Grupo Coordenador de Operação Interligada). “Guia de referências dos livros do grupo coordenador para operação interligada”, 1999.

GCPS/GCOI - Grupo Coordenador do Planejamento de Sistemas / Grupo Coordenador para a Operação Interligada, “Avaliação do critério tradicional de energia - Sumário da Atividade 1”, Subgrupo Misto CGPS/GCOI para a Análise de Critérios de atendimento, Rio de Janeiro, 1985.

GEOFFRION, A. M. Generalized Benders decomposition. *Journal of optimization theory and applications*, Los Angeles, CA, v.10, n.4, p.237-260, out, 1972.

HUANG, K. e AHMED, S. “*A stochastic programming approach for planning horizons of infinite horizon capacity planning problems*”. *European Journal of Operational Research* 200, 74–84, 2008.

KLIGERMAN, A. S. **Um sistema de apoio à decisão bi-critério para o planejamento da operação energética**. Tese (Doutorado em Computação). Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, 2009.

KLIGERMAN A.S., BARRETTO L. A. L., CHIPPI H.J., LIMA M. C. A., MERCIO C. M. V. D. B., Incorporação da curva de aversão a risco no modelo NEWAVE, XVIII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba, 2005.

LABADIE, J. W. “*Optimal operation of multireservoir systems: State-of-the-art review*”. *Journal of Water Resources Planning and Management*, vol. 130, n. 2, pp. 93–111, 2004.

LACTEC. “Otimização do despacho hidrotérmico através de algoritmos híbridos com computação de alto desempenho”. Projeto de P&D estratégico de código ANEEL PE-6491-0108/2009.

LARROYD, P. V. “**Comparação de políticas com aversão a risco para o planejamento da operação hidrotérmica de médio prazo**”. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal De Santa Catarina, Florianópolis – SC, 2012.

LOUREIRO, P. G. C., “**Custo Marginal do Déficit de Energia Elétrica: Histórico, avaliação e proposta de uma nova metodologia**”. Dissertação (Mestrado), Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, 2009.

LYRA FILHO, C. “**Contribuição ao planejamento da produção de energia em sistemas de potência**”. Tese (Doutorado), Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1984.

MACEIRA, M.E.P., “Programação Dinâmica Dual Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Processo Estocástico de Afluências por Modelos Auto Regressivos Periódicos”. Relatório Técnico CEPEL 237/93, 1993.

MACEIRA, M.E.P., SUANNO, C.M., COSTA, J.P. “Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Submercados Equivalentes – Newave”. Manual do Usuário, Relatório Técnico CEPEL 389/94, 1994.

MACEIRA, M. E. P., Duarte, V. S., Penna, D. D. J., et al. “*Ten years of application of stochastic dual dynamic Programming in official and agent studies in Brazil, Description of the NEWAVE program*”, 16th Power Systems Computation Conference, PSCC, jul. 2008.

MARCATO, A. L. M. **Representação Híbrida de Sistemas Equivalentes e Individualizados para o Planejamento da Operação de Médio Prazo de Sistemas de Potência de Grande Porte**. Tese (Doutorado), Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro 2002.

MARQUES, T. C. **Uma política operativa a usinas individualizadas para o planejamento da operação energética do sistema interligado nacional**. Dissertação (Mestrado), Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2006.

MARTINEZ, L. **Políticas de controle malha fechada e malha aberta no planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos**. Tese (Doutorado). Universidade Estadual de Campinas, 2001.

MARTINEZ, L. e SOARES, S. “*Comparison between Closed-Loop and Partial Open-Loop Feedback Control Policies in Long Term Hydrothermal Scheduling*”, IEEE Transactions on Power Systems, vol 17, no 2, 2002.

MEMÓRIA DA ELETRICIDADE. Centro da Memória da Eletricidade no Brasil. Disponível em: <<http://www.memoriadaeletricidade.com.br>>. Acesso em: 01 out 2016.

NASCENTES, J. C. DE M. **Influência do Custo do Déficit de Energia nos Preços Spot de Energia Elétrica no Brasil**. Dissertação (Mestrado), Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, Campinas, 2002.

NOOIJ, M., BIJVOET, C., KOOPMANS, C. “*The Demand for Supply Security*”. Research Symposium of European Electricity Markets, Hague, 2003.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). “Plano da Operação Energética – PEN” 2013

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). “Procedimentos de Rede do ONS. Submódulo 8.1: Programação diária da operação eletroenergética”, 2009.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). História da operação do sistema interligado nacional. Centro da Memória da Eletricidade, 2003, 416p.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Informações Institucionais. Conheça o sistema. Disponível em: <http://www.ons.org.br/institucional_linguas/relacionamentos.aspx>. Acesso em: 12 abril 2015.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Institucional. Disponível em <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 14 março 2009.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Nota Técnica nº 059/2008 “Procedimentos Operativos de Curto Prazo para Aumento da Segurança Energética do Sistema Interligado Nacional”. ONS, 2008

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). O Sistema Interligado Nacional e os Modelos para o Planejamento da Operação Energética, Rio de Janeiro, 2005.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Programa Mensal de Operação Eletroenergética para o mês de março de 2009, 2009.

PEREIRA JR, A. O. **Modelagem da Operação Ótima da Indústria de Energia Elétrica no Brasil**. Dissertação (Mestrado), COPPE/UFRJ, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2000.

PEREIRA, A. F. S. **Planejamento da operação energética e da manutenção no sistema hidrotérmico de potência brasileiro**. 2006. Dissertação (Mestrado). Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2006.

Pereira, M.V.F., “*Optimal Scheduling of Hydrothermal Systems - An Overview*”, IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems, Rio de Janeiro, Brasil, 1985.

PEREIRA, M. V. F. “*Optimal stochastic operations scheduling of large hydroelectric systems*”. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Kidlington, v.11, n.3, p.161-169, jul, 1989.

PEREIRA, M. V. F.; PINTO L. M. V. G. “*Stochastic optimization of a multireservoir hydroelectric system: a decomposition approach.*” Water Resources Research, Washington, DC, v.21, n.6, p.779-792, jun, 1985.

PEREIRA, M. V. F.; PINTO L. M. V. G. “Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning.” Mathematical Programming (1991) volume 52, p.359-375, may, 1991.

PHILPOTT A. B., MATOS V.L. “*Dynamic sampling algorithms for multi-stage stochastic programs with risk aversion*”, Eur. J. Oper. Res, v. 218, 470-483, 2012 (Technical report presented on Optimization Online in Dec. 2010).

PHILPOTT A.B., MATOS V.L., FINARDI E. C. “*On solving multistage stochastic programs with coherent risk measures*”, Optimization Online, Aug. 2012.

PIRES, J. R. C. **Modelagem da formação do preço de energia elétrica no mercado de curto prazo**. Dissertação (Mestrado), Instituto Tecnológico de Aeronáutica, São José dos Campos, 2003.

QUEIROZ, A. R. **Simulação de Custo Marginal em Mercado de Energia Elétrica Utilizando Redes Neurais**. 2007. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2007.

RAMOS, D. S., CASTRO, R., KAMIMURA, A. “Planejamento Indicativo: Uma Proposta para Discussão”. CIER. Quito, 1998.

RIPPL, W. “*Capacity of Storage Reservoirs for Water Supply*”. Proceedings of The Institution of Civil Engineers v. 71, 1883.

SHAPIRO A., TEKAYA W. “*Report for technical cooperation between Georgia Institute of Technology and ONS – Operador Nacional do Sistema*”, Technical Report, Georgia Institute of Technology, 2011.

SHAPIRO A., TEKAYA W., COSTA J.P., SOARES M.P. “*Risk neutral and risk averse Stochastic Dual Dynamic Programming method*”, Eur. J. Oper. Res., v.224, n.2, pp. 375-391, Jan. 2013.

TERRY, L. A., PEREIRA, M.V.F., ARARIPE NETO, T.A., SILVA, L.F.C.A, SALES, P.R.H. "Coordinating the Energy Generation of the Brazilian National Hydrothermal Electrical Generating System", Interfaces 16, Jan- Feb 1986, pp 16-38.

UFJF e PUC RIO. “Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico”. Projeto de P&D estratégico de código ANEEL PE-0387-0108/2009.

UFSC. “Plataforma Computacional para o Cálculo da Política Ótima de Geração no Horizonte de Médio Prazo do Sistema Interligado Nacional”. Projeto de P&D estratégico de código ANEEL PD-0403-0008/2009.

UNICAMP. “Modelo de Otimização do Despacho Interligado Nacional - ODIN”. Projeto de P&D estratégico de código ANEEL PE-0391-0108/2009.

YAGI MOROMISATO, G. D. “**Programação dinâmica aplicada ao cálculo da energia firme de usinas hidrelétricas**”. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2012.

YEH, W. W.-G., “*Reservoir management and operations models: A state-of-the-art review. Water Resour*”. Res., vol. 21, n. 12, pp. 1797–1818, 1985.

WALLACE, S. W. and FLETEN, S. "*Stochastic programming models in energy*". *Handbooks in operations research and management science* 10. 2003: 637-677.

ZAMBELLI, M. S. **Planejamento da Operação Energética Via Curvas-Guias de Armazenamento**. 2006. Dissertação (Mestrado), Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2006.

ZANFELICE, F. R. **Estratégia de Contratação Ótima na Comercialização de Energia Elétrica**. 2007. Dissertação (Mestrado). Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2007.

ANEXO A – Artigo apresentado no X Congresso Brasileiro de Planejamento Energético (CBPE)



Oferta e Demanda de Energia – o papel da tecnologia da
informação na integração dos recursos
26 a 28 de setembro de 2016
Gramado – RS

ANÁLISE DA REDUÇÃO DO HORIZONTE DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO NO MODELO COMPUTACIONAL DE MÉDIO PRAZO

Celso Eduardo Ramos Campo Dall'Orto¹

Dr. Jose Wanderley Marangon Lima²

Dr. Anderson Rodrigo de Queiroz³

RESUMO

No Brasil, o processo de tomada de decisões operativas das usinas geradoras despachadas centralizadamente, para o atendimento da demanda e na definição do preço do mercado de energia elétrica, é baseado em simulações de modelos computacionais de otimização. Nesses modelos, o objetivo é minimizar o valor esperado do custo operativo ao longo de um período de estudo considerando incertezas futuras associadas principalmente às vazões naturais. Os custos operativos são compostos principalmente pelos custos variáveis dos combustíveis das termelétricas e possíveis déficits de energia.

Para esse fim, o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS utiliza modelos desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL para o planejamento da operação do sistema. No modelo de médio prazo, como período de análise, utiliza-se cinco anos e mais cinco anos de pós-estudo, para evitar que a água, como recurso mais barato, seja utilizada demasiadamente no final do horizonte de estudo. A redução tanto do período de estudo quanto do pós-estudo, se não comprometer a tomada de decisões do curto prazo, pode trazer ganhos tais como a

¹ Universidade Federal de Itajubá/PSR, celso@psr-inc.com, (19) 981112980.

² Universidade Federal de Itajubá, marangon@unifei.edu.br.

³ North Carolina State University, ar_queiroz@yahoo.com.br.

redução da dimensão dos problemas matemáticos a serem resolvidos e, conseqüentemente, a redução do tempo computacional das simulações. Além disso, com a redução do horizonte de estudo, haveria a diminuição de incertezas associadas aos dados de entrada, como projeção de carga, cronograma da expansão das usinas e linhas de transmissão. O objetivo desse estudo é analisar a possibilidade de redução desses horizontes nas simulações realizadas com o sistema Brasileiro.

Palavras-chave: Horizonte de Planejamento, Coordenação Hidrotérmica, Otimização Energética, Programação Dinâmica Estocástica

ABSTRACT

The dispatch decisions along with the definition of the electricity market prices of the Brazilian power system are made based on stochastic optimization models. In these models, the goal is to minimize the expected value of operating costs over a period of study considering future uncertainties mainly associated with river flows. Operating costs are mainly composed of the variable costs of thermal fuels and possible energy shortages. To this end, the National Electric System Operator - ONS uses models developed by the Electric Power Research Center - CEPEL for planning the system operation. The medium term model uses a planning horizon of five years and plus five additional years as a "buffer" to avoid the fast depletion of reservoirs in the end of the study horizon. The reduction in the study period and post-period-study, if it does not affect the short term dispatch decisions, can bring gains such as reducing the size of the mathematical problems to be solved and thus reducing the simulations' computational time. Furthermore, the reduction of the study horizon, would decrease the uncertainty associated with data input for the planning period, such as load projection, date of expansion of plants and transmission lines. The aim of this study is to analyze the possibility of such horizon reduction in the current simulations with the Brazilian system.

Keywords: Energy Planning Horizon, Hydrothermal Coordination, Energy Optimization, Dynamic Stochastic Programming

1. INTRODUÇÃO

O Sistema Interligado Nacional – SIN é o sistema de produção e transmissão de energia elétrica que abrange quase todo o território brasileiro. É um sistema hidrotérmico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas em cascata e com múltiplos proprietários, muitas delas com capacidade de armazenar água em

reservatórios. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, em 2014, menos de 1% do consumo de energia elétrica da rede no Brasil encontrava-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados, localizados principalmente na região Norte. Ainda segundo a EPE, esse número deve diminuir ainda mais com a interligação dos Sistemas Isolados de Macapá, que ocorreu em 2015, e Boa Vista, com previsão de se interligar em 2018 (EPE, 2015). A operação do SIN é coordenada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (Brasil, 2004).

Em função da predominância de usinas hidrelétricas no sistema, modelos matemáticos são utilizados para determinar quais usinas de geração energia elétrica devem atender a demanda do sistema. Para isso, esses modelos precisam encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água dos reservatórios pelas usinas hidroelétricas, gerando assim energia mais barata, e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas e pelo custo atribuído à falta dessa energia (CEPEL, 2005) (Queiroz, 2007). Essa tomada de decisão é realizada através de técnica de otimização estocástica multi-estágio, mais especificamente a Programação Dinâmica Dual Estocástica - PDDE, que evita dificuldades computacionais associados ao caráter probabilístico do problema de otimização associado (Pereira, 1989), (Pereira e Pinto, 1995), (Maceira, 1993), (Maceira et al., 1994).

Devido à significativa capacidade de armazenamento do sistema hidrelétrico brasileiro, o horizonte de planejamento dos modelos computacionais para a operação é de cinco anos. Este horizonte depende da capacidade de regularização de cada sistema; os de menor capacidade, como o da Argentina, é de dois anos. No limite, em sistemas hidrelétricos puramente a fio d'água, o despacho hidrotérmico é realizado em base diária.

2. O MODELO DE OTIMIZAÇÃO DE DESPACHO DE MÉDIO PRAZO

O processo de planejamento energético brasileiro é comandado pelo modelo computacional de médio prazo NEWAVE (CEPEL, 2005), que trabalha com o conceito de reservatório equivalente, técnica essa que agrupa todos os reservatórios das usinas hidroelétricas de um sistema em um só reservatório como uma usina que possui capacidade de geração igual a soma das capacidades de geração de todas as usinas do sistema. Por isso, o SIN é dividido em quatro subsistemas: Sudeste-Centro-

Oeste, Sul, Nordeste e Norte. As usinas termelétricas são consideradas individualmente, dentro de cada subsistema.

Diversos planos e estudos energéticos são feitos periodicamente pelos órgãos e empresas do setor elétrico, com diversas finalidades, objetivos e horizontes de planejamento. Por exemplo, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE possui o Plano Nacional de Energia, com horizonte de planejamento décadas à frente, com o objetivo de desenvolver a estratégia nacional de expansão da oferta de energia. A EPE também elabora o Plano Decenal de Energia, que, além de projeções de consumos energéticos, apresenta análises das condições de suprimento, com projetos que subsidiarão o processo licitatório para expansão da energia.

O ONS realiza estudos com horizontes menores, mais detalhados e focados em questões operacionais e de segurança de suprimento no curto prazo. Os principais estudos do Operador Nacional são o Plano de Operação Energética – PEN e o Programa Mensal da Operação Energética - PMO. O PEN avalia as condições de atendimento ao consumo de energia elétrica, com base nos critérios de garantia estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, para um horizonte de cinco anos à frente. O PEN pode também recomendar eventuais antecipações e/ou a implantação de novas obras de geração/transmissão aos órgãos coordenados pelo Ministério de Minas e Energia.

O PMO é elaborado com a participação dos agentes envolvidos, em reunião conjunta. Os estudos realizados em base mensal, discretizados em etapas semanais e por patamar de carga são revistos semanalmente e fornecem metas e diretrizes a serem seguidas pelos órgãos executivos da programação diária da operação e da operação em tempo real. Também possui enorme importância no setor elétrico por ser a base para a formação das diretrizes operativas e preços de mercado (PLD) calculados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

O horizonte de estudos utilizados atualmente no modelo de médio prazo no PMO é de 5 anos (ANEEL, 2009), tempo que seria necessário para esvaziar os reservatórios. Entretanto, com o aumento do consumo de energia dos últimos anos e a restrição em construir usinas hidroelétricas com reservatórios, reduziu-se a proporção Reservatórios/Carga. Conseqüentemente, a capacidade de regularização diminuiu, e o número de anos que seria necessário para o esvaziamento dos armazenamentos também diminuiu. Além disso, a incerteza nas variáveis que são utilizadas como dados de entrada nos modelos de otimização, como por exemplo a oferta e a demanda de energia nos últimos anos do horizonte de planejamento, é muito

grande; assim, a expectativa da entrada de usinas no final do horizonte de planejamento pode afetar a operação do sistema no mês do PMO pois, caso a usina não entre na data esperada, a operação pode ter sido a não ótima para o sistema.

No modelo de médio prazo também são utilizados mais 5 anos subsequentes ao estudo (pós estudo), que visam prover um período ao fim para que as condições do estado final, em especial o armazenamento do sistema hidroelétrico, não tenha mais impacto nas decisões do primeiro período; podendo ser fixado como zero (vazio). Assim, evita-se que o modelo considere que haverá o “fim do mundo” após o horizonte de estudos, e utilize toda a água dos reservatórios (fonte mais barata de energia).

3. PERÍODO CRÍTICO E A REDUÇÃO DA CAPACIDADE DE REGULARIZAÇÃO

O Período Crítico é o intervalo de tempo correspondente à sequência de vazões do registro histórico, no qual os reservatórios do sistema (considerada constante a configuração de seu parque gerador e dos limites de transmissão), partindo cheios e sem reenchimentos totais intermediários, são deplecionados ao máximo, estando o sistema submetido à sua energia firme, que consiste na energia média gerada no período crítico do SIN de 1952 – 1956 (ANEEL, 2009), (Fortunato, 1990), (FDTE, 2009). Esse é o clássico período crítico do SIN, e é também em função dele que o horizonte de planejamento da operação atual é de cinco anos, ou seja, esses cinco anos cobrem, por hipótese, o esvaziamento e o enchimento dos maiores reservatórios de regularização do país e, portanto, cinco anos foram definidos como o período adequado para verificar o impacto da decisão presente.

O armazenamento de energia hidrelétrica no sistema pelos reservatórios, embora tenha aumentando em termos absolutos ao longo do tempo, teve sua participação relativa reduzida em relação tanto ao total de oferta quanto aos requisitos do mercado de energia elétrica, como podemos observar na Figura 1 abaixo.

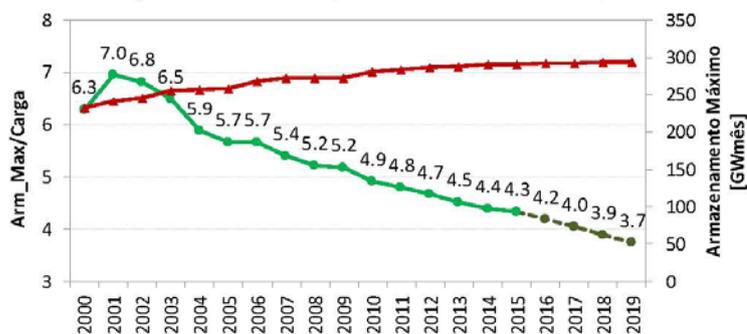


Figura 1 - Armazenamento Máximo (em vermelho) vs relação Armaz. Máx./Carga (verde)

Podemos observar o aumento contínuo do armazenamento máximo e a queda em relação à carga do sistema. Em outras palavras, a energia armazenada nos reservatórios do sistema era capaz de suprir a demanda por 7 meses em 2001, mas, segundo o PMO de janeiro de 2015, esse número deve reduzir para abaixo de 4 meses em 2018. Apesar do crescimento do armazenamento ao longo dos anos, podemos notar pelo gráfico que a taxa relativa de crescimento tem diminuído, isso ocorre pela escolha feita pelo governo de licitar usinas sem grandes reservatórios e usinas a fio d'água, ou seja, usinas praticamente sem reservatórios.

Estudos, como o de Bezerra et al. (2010), mostram que a capacidade de regularização do sistema não é mais os mais de cinco anos que o tradicional período crítico aponta. Segundo esse estudo, as alterações da configuração do sistema e o aumento da participação térmica modificaram a capacidade de regularização do sistema para 2,5 anos, bem abaixo do indicado pelo período crítico.

4. METODOLOGIA

Como o objetivo do planejamento energético da operação é o despacho ao mínimo custo esperado no horizonte de planejamento, dada as premissas de oferta e demanda e de segurança de suprimento, e como o modelo de médio prazo é atualizado mensalmente, podemos considerar que as informações utilizadas são válidas apenas para um mês. Assim, não se deve esperar que alterações nos anos finais do estudo impactem muito os resultados do primeiro mês, portanto, poderia ser analisada a redução do horizonte de planejamento de forma que seriam reduzidas as incertezas envolvidas da expansão do sistema e da previsão da demanda, com ganhos inclusive no tratamento da otimização estocástica. Entretanto essa redução no horizonte de planejamento não pode ser muito grande e deve estar alinhada principalmente com a capacidade de regularização dos reservatórios, para evitar prejuízos na otimização sistêmica.

Para analisar o efeito da redução do horizonte de planejamento na operação, foram simulados diversos casos, tendo como base os decks oficiais do ONS: reduzindo o número de anos pós-estudo; reduzindo o número de anos do estudo do planejamento e a com a redução de ambos os horizontes.

Também foi analisada a possibilidade da substituição dos anos de pós estudo pela restrição de armazenamento mínimo por subsistema no fim do último ano do horizonte de estudo. Para esse trabalho, essa restrição foi modelada como uma curva de aversão ao risco com valores apenas no mês de novembro do último ano. Esta

curva pode ser calculada com base nos valores de oferta e demanda dos últimos anos de planejamento do PEN. Os casos analisados foram rodados sem aversão ao risco, pois o modelo não permite a execução do caso com, por exemplo, a restrição de volume final e o *Conditional Value at Risk* – CVaR, atualmente em uso.

Os cenários foram comparados para o SIN, em relação às médias mensais das séries simuladas do Armazenamento, Geração Hidráulica, Geração Térmica, Custo Marginal de Operação – CMO, e Déficit (energia não suprida).

5. RESULTADOS

As primeiras análises foram feitas reduzindo o número de anos de pós estudo do NEWAVE. Como visto anteriormente, os anos de pós estudos são utilizados para evitar que o modelo use toda a água disponível no sistema nas últimas etapas do estudo, que seria a opção mais barata, esvaziando assim os reservatórios. A Figura 2, a seguir, ilustra a comparação do armazenamento do sistema interligado para o deck de janeiro de 2013, com 5 anos de estudos, variando o número de pós estudos de 5 a 0 anos. Como padrão, a legenda da série será identificada como: Xanos_YY_ZZ_Kpos. Sendo X o número de anos de estudo; YY identificação da utilização da restrição de armazenamento ou aversão ao risco; ZZ o volume da restrição em percentual e K o número de anos de pós-estudo.

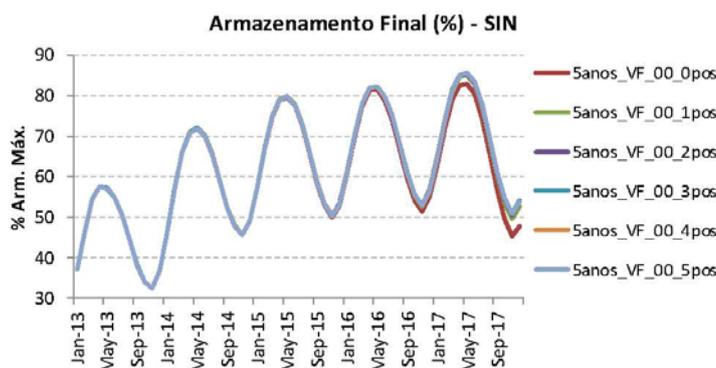


Figura 2 - Comparação do Armazenamento com a variação do nº de anos pós-estudo

Percebe-se que há pequenas variações apenas nos dois últimos anos do estudo e, como esperado, com a redução dos anos de pós estudo, há realmente o uso maior da água armazenada, principalmente na simulação sem anos adicionais, onde diferença máxima foi de 6 pontos percentuais na última etapa, comparando com o caso com 5 anos de pós estudo. Apesar de existir, o esvaziamento do sistema foi

muito menor do que o inicialmente esperado. A diferença entre os volumes de água armazenados é refletida na geração hidráulica total do sistema e na geração térmica e consequentemente no CMO e na energia não suprida.

O esvaziamento no final do horizonte poderia ser compensado por uma restrição de armazenamento mínimo, que, nesse estudo, foi modelado como sendo uma Curva de Aversão ao Risco, apenas para novembro do último ano do estudo. Esse Volume Final (VF) foi fixo para todos os subsistemas e a Figura 3 ilustra a variação de 0 a 50% do volume armazenado máximo, considerando 5 anos de estudo e sem anos de pós estudo.

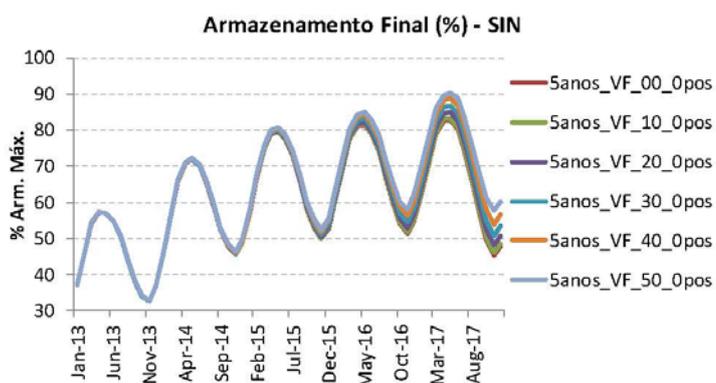


Figura 3 - Comparação do Armazenamento com a variação da restrição de Volume Final

Como esperado, a inserção da restrição de volume mínimo ao final do horizonte altera a energia armazenada, e quanto maior a restrição, maior a geração térmica, conforme ilustrado na Figura 4 abaixo.

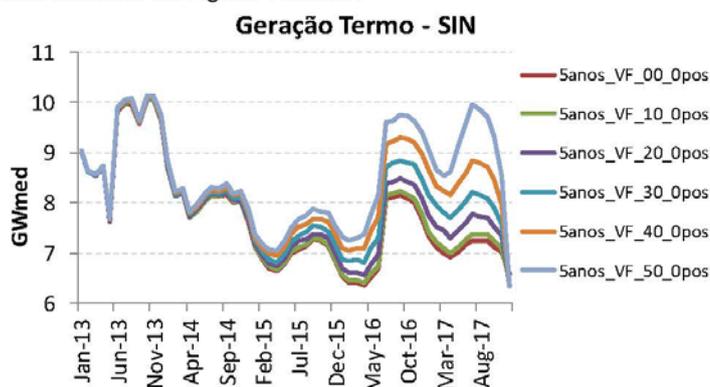


Figura 4 - Comparação da Geração Térmica com a variação da restrição de Volume Final

O caso com a restrição de armazenamento em 30% do volume máximo consegue equilibrar o efeito da perda dos anos adicionais.

A seguir são ilustrados os resultados do armazenamento com a simulação da redução do horizonte de planejamento de 5 para 4 e 3 anos. Também são comparados os resultados para os casos com restrição de armazenamento em 30%. Para os casos analisados, a trajetória de armazenamento continua praticamente igual nos primeiros anos do estudo, mesmo para o caso mais restritivo, com 3 anos de estudo, sem restrições de volumes mínimos no final do horizonte e sem anos adicionais.

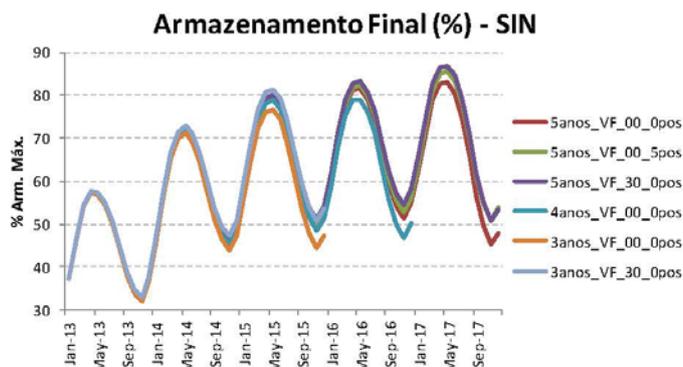


Figura 5 - Comparação do Armazenamento com a variação dos anos e Volume Final

Mesmo para casos mais recentes e com aversão ao risco, as conclusões permanecem, como ilustrado na Figura 6 abaixo, simulados a partir do caso base do PMO de janeiro de 2015. Nessa Figura são comparados os casos com 3 e 5 anos de estudo, com 5 e 0 anos de pós-estudo; também são comparados os resultados considerando o Volume Inicial (VI) maior, ilustrando assim, que os resultados não se alteram com a configuração inicial.

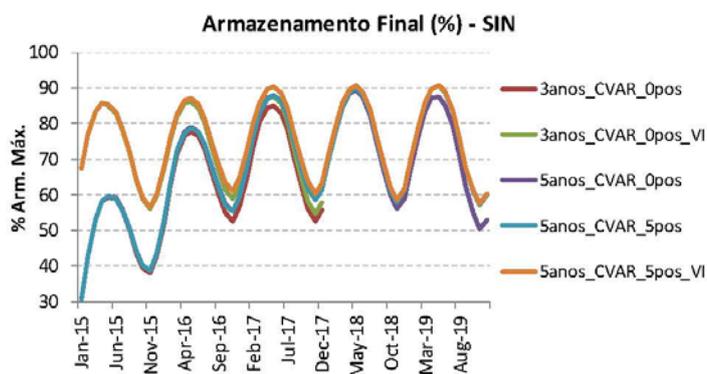


Figura 6 - Comparação do Armazenamento com a variação dos anos e do Volume Inicial

Como para o PMO os principais resultados do modelo de médio prazo são para o primeiro mês de estudo, a tabela abaixo faz a comparação, em percentual, dos resultados para o primeiro mês de estudo para diversas configurações, em relação ao caso oficial de janeiro de 2015, com CVAR, que está na primeira coluna.

Tabela 1 - Tabela comparativa dos resultados, variando os anos e com caso base jan/15

Nº de anos estudados + Pós estudo	5+5	5+4	5+3	5+1	5+0	3+0
Energia Armazenada [MWhmês]	89607	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-0.1%
Geração Hidráulica [MWhmês]	45577	0.0%	0.0%	0.0%	-0.1%	0.1%
Geração Térmica [MWhmês]	15069	0.0%	0.1%	0.0%	0.2%	-0.4%
CMO (R\$/MWh)	615.96	-0.2%	0.3%	-0.1%	0.1%	-1.2%
Déficit [MWhmês]	159	1.9%	0.1%	-7.4%	-0.1%	-3.8%

Como podemos observar, para o primeiro mês de operação, os valores ficaram muito próximos ao caso oficial (5+5), inclusive o caso mais extremo, com apenas 3 anos de estudo e sem anos adicionais, onde a utilização de 0,1% a mais do armazenamento reduziu a média da energia não suprida, a geração térmica e consequentemente o CMO. A distribuição dos CMOs também fica similar, como mostra a distribuição de probabilidades acumulada de janeiro de 2015 para o SE/CO.

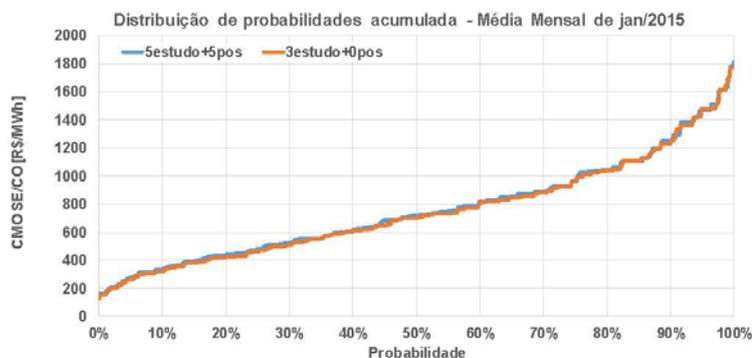


Figura 7 - Comparação da Distribuição de probabilidades acumuladas casos 5+5 e 3+0

Em relação ao tempo computacional, o caso “3+0” rodou em 1679 segundos, enquanto o caso oficial (“5+5”) foi rodado em 5007 segundos, com o mesmo servidor e configuração do caso anterior. Isso significa a redução de mais de 65% do tempo computacional para obterem resultados praticamente iguais para os primeiros meses do estudo. É importante ressaltar que o tempo computacional pode variar bastante dependendo da arquitetura e configuração do computador ou servidor em que são executados os casos, porém a comparação entre os casos para o mesmo servidor

permanece válida. O volume de dados gerados pela simulação do caso de 3 anos foi pouco mais da metade do caso oficial (936MB contra 1,79GB do caso "5+5").

6. CONCLUSÕES

Para o planejamento da expansão e operação do sistema interligado nacional, são utilizados modelos computacionais de otimização energética que tem por objetivo a minimização do custo de operação do sistema para um horizonte de estudo. Esse horizonte de estudo varia conforme os objetivos.

No planejamento da operação, o Operador Nacional atualiza mensalmente o Plano de Operação Energética, que no modelo de médio prazo utiliza 5 anos de horizonte de estudo mais 5 anos de pós estudo para evitar que o modelo utilize toda a água dos reservatórios nas últimas etapas, que seria o combustível mais barato.

Os cinco anos do horizonte de estudo seriam o tempo necessário para o esvaziamento dos reservatórios, mas com o aumento da carga e principalmente com a restrição de construir usinas hidrelétricas com grandes reservatórios, esse tempo de esvaziamento reduziu. Quanto maior o horizonte de estudo, maior é a incerteza nos dados de entrada, principalmente na projeção da Carga de energia e nas datas de entrada em operação das usinas e linhas de transmissão, que podem atrasar, podendo resultar em uma operação não ótima para o sistema.

Esse estudo mostrou que se pode reduzir o número de anos de pós-estudo no modelo de médio prazo para zero e reduzir o horizonte de estudo para 3 anos mantendo os resultados dos primeiros anos próximos. Como esse modelo é atualizado mensalmente, os principais resultados são para o primeiro mês do estudo, no qual o estudo mostrou que praticamente não se alteram, com a alteração do número de anos.

Além disso, a redução do horizonte de planejamento trouxe economia no tempo computacional, em alguns casos de aproximadamente 65%, e no volume de dados gerados houve redução de aproximadamente 50%. Outro benefício dessa representação é a economia de tempo com a projeções e assertividade dos dados de entrada do modelo para os anos não simulados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. "Resolução Normativa nº 372", de 28 de julho de 2009. Agência Nacional de Energia Elétrica.

- BEZERRA, B., L. A. Barroso, M. Britto, F. Porrua, B. Flach, M. V. Pereira, "Measuring the Hydroelectric Regularization Capacity of the Brazilian Hydrothermal System"- IEEE PES General Meeting 2010, Minneapolis, USA.
- BRASIL. "Decreto Presidencial Nº 5.081", de 14 de maio de 2004.
- CEPEL. "Projeto NEWAVE – Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes". Manual do Usuário Versão 12.3, 2005.
- EPE. "Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015 ano base 2014". Empresa de Pesquisa Energética, 2015.
- FDTE. "Modelo de Despacho Hidrotérmico Ótimo para o Sistema Interligado Nacional." Projeto de P&D estratégico de código ANEEL PE-0061-0108/2009.
- FORTUNATO, L.M. et al. "Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica" Rio de Janeiro, RJ Eduff/Eletróbrás, 1990.
- MACEIRA, M.E.P., "Programação Dinâmica Dual Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Processo Estocástico de Afluências por Modelos Auto-Regressivos Periódicos". Relatório Técnico CEPEL 237/93, 1993.
- MACEIRA, M.E.P., Suanno, C.M., Costa, J.P., "Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Submercados Equivalentes – NEWAVE". Manual do Usuário, Relatório Técnico CEPEL 389/94, 1994.
- PEREIRA, M. V. F. "Optimal stochastic operations scheduling of large hydroelectric systems". *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Kidlington, v.11, n.3, p.161-169, jul, 1989.
- PEREIRA, M. V. F.; PINTO L. M. V. G. "Stochastic optimization of a multireservoir hydroelectric system: a decomposition approach." *Water Resources Research*, Washington, DC, v.21, n.6, p.779-792, jun, 1985.
- QUEIROZ, Anderson Rodrigo de. "Simulação de Custo Marginal em Mercado de Energia Elétrica Utilizando Redes Neurais." 2007. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Itajubá.