

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA**

**PRISCILA SILVEIRA EBERT**

**MODELAGEM DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS INTERLIGADOS  
UTILIZANDO DINÂMICA DE SISTEMAS**

**Alegrete**

**2015**



**PRISCILA SILVEIRA EBERT**

**MODELAGEM DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS INTERLIGADOS  
UTILIZANDO DINÂMICA DE SISTEMAS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação *Stricto Sensu* em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr.Mauricio Sperandio (UFSM)

**Alegrete**

**2015**

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

E16m

Ebert, Priscila Silveira.

MODELAGEM DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS  
INTERLIGADOS UTILIZANDO DINÂMICA DE SISTEMAS /  
Priscila Silveira Ebert.

102p.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Pampa,  
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, 2015.

"Orientação: Mauricio Sperandio".

1. Sistemas Hidrotérmicos. 2. Dinâmica de Sistemas. I. Título.

**PRISCILA SILVEIRA EBERT**

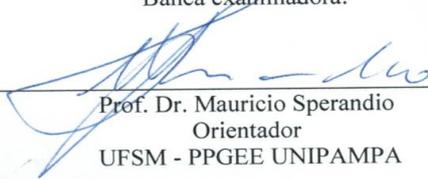
**MODELAGEM DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS INTERLIGADOS UTILIZANDO  
DINÂMICA DE SISTEMAS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação  
Stricto Sensu em Engenharia Elétrica da Universidade  
Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção  
do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Sistemas de Energia

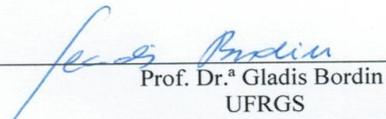
Dissertação defendida e aprovada em: 28 de agosto de 2015.

Banca examinadora:



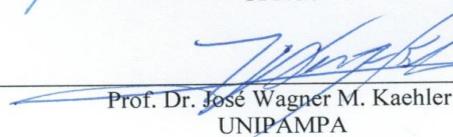
---

Prof. Dr. Mauricio Sperandio  
Orientador  
UFSM - PPGEE UNIPAMPA



---

Prof. Dr.ª Gladis Bordin  
UFRGS



---

Prof. Dr. José Wagner M. Kaehler  
UNIPAMPA





Dedico esta dissertação à minha família, em especial aos meus amados pais, Harry e Carla e à minha irmã, Rayssa, pelo incentivo e apoio em todas as minhas escolhas e decisões.

"A persistência é o caminho do êxito".

Charles Chaplin

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus pais, Harry e Carla, exemplos de dignidade e caráter, pelo carinho, incentivo e orgulho demonstrados ao longo de toda minha vida.

À minha irmã, Rayssa, pela amizade e por estar sempre presente.

Às minhas gatas Fiona e Pico, que mesmo a distância, foram fontes de carinho e paciência e as minhas pequenas Biguda e Chanel, que fizeram com que a saudade e a distância da família fossem amenizadas, sempre demonstrando carinho e amizade.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Mauricio Sperandio, pela confiança, amizade, disponibilidade e pelos diversos conhecimentos transmitidos ao longo desses dois anos.

Aos colegas, amigos e professores da Universidade Federal do Pampa pelo companheirismo e amizade.

Aos colegas e amigos do CEESP, por me acolherem em Santa Maria e me proporcionarem agradáveis momentos de convivência.

A todos aqueles que de uma forma ou de outra contribuíram para a realização deste trabalho.



## RESUMO

A matriz de energia elétrica brasileira é composta predominantemente por geração hídrica, este fato faz com que o país dependa do regime de aflúências. A fonte de geração complementar para suprir a demanda do país em períodos de baixa aflúência é a geração de energia a partir de usinas termelétricas, porém cada vez que estas usinas entram em operação o custo marginal de curto prazo da energia sobe. O país possui um grande sistema elétrico interligado, em que é possível realizar o intercâmbio de energia entre as regiões, porém a decisão sobre o despacho e o intercâmbio de energia é tarefa complexa. Esta decisão é tomada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) com auxílio dos modelos Newave e Decomp, porém estes modelos são complexos e pouco flexíveis, além da lenta resposta a uma determinada ação. Devido a este fato, o presente trabalho busca uma alternativa para auxiliar no teste de ações e na obtenção de respostas futuras a partir de ações adotadas no presente, com um tempo rápido de resposta. Para isto é utilizada a técnica de Dinâmica de Sistemas que busca modelar as relações de causa-efeito realimentadas, visando compreender as implicações sobre o desempenho do sistema sob estudo. O modelo elaborado leva em consideração as principais variáveis que compõem o sistema elétrico brasileiro como Energia Natural Afluente (ENA), Geração Termo, Geração Hidro, Geração eólica, Carga de Energia, Energia armazenada e o Custo Variável Unitário (CVU) das unidades térmicas. Os principais objetivos são compreender o funcionamento do Sistema Interligado Nacional, auxiliar na decisão de utilizar a água dos reservatórios no presente ou economizar para o futuro, bem como obter as consequências dessa decisão no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e no intercâmbio de energia entre os subsistemas, além de analisar a influência de diferentes cenários de ENA e Geração eólica no sistema. Com o modelo desenvolvido foi possível mostrar a importância do intercâmbio de energia entre os subsistemas a fim de evitar possíveis situações de déficit. A principal contribuição do modelo foi obtida com a aplicação de cenários de ENA e Geração Eólica, com um acréscimo de 10% na curva de ENA verificou-se a redução de diversas situações com déficit e do PLD, enquanto que com uma redução de 10% na curva de ENA os períodos com déficit e o PLD alto aumentaram significativamente.

**Palavras chave:** Sistema Interligado Nacional, Sistema hidrotérmico e Dinâmica de sistemas.



## ABSTRACT

The Brazilian energy matrix is composed predominantly hydroelectric generation, this fact makes the country dependent on the inflow regime. The source of additional generation to meet the country's demand in low peak times is the generation of energy from thermal power plants, but increasingly these plants become operational marginal cost of short-term energy rises. The country has a large interconnected power system, it is possible to carry out the exchange of energy between regions, but the decision about dispatch and exchange of energy is a complex task. This decision is made by the National Electric System Operator (ONS) with the help of Newave and Decomp models, but these models are complex and inflexible, besides the slow response to a particular action. Due to this fact, this paper seeks an alternative to aid in the stock test and obtaining future responses from actions taken in the present, with a fast response time. For this is used the system dynamics technique that seeks to model the relationships of cause and effect fed back, to understand its effects on the performance of the system under study. The elaborate model takes into account the main variables that make up the Brazilian electrical system as Energy Affluent Natural (ENA), Generation Instrument, hydro generation, wind generation, power load, stored energy and the Variable Cost per Unit (CVU) of thermal units. The main objectives are to understand the operation of the National Interconnected System, assist in the decision to use water from reservoirs in the present or save for the future and get the consequences of this decision in the Settlement of Differences Price (PLD) and energy exchange between subsystems, and analyze the influence of different scenarios of ENA and wind generation in the system. With the developed model was possible to show the importance of the exchange of energy between the subsystems in order to avoid possible deficit situations. The main standard contribution was obtained by applying ENA scenarios and Generation Wind, with a 10% increase in ENA curve was possible to eliminate various situations with deficit and reduce the PLD, whereas with a 10% reduction in the curve ENA periods with high deficit and the PLD increased significantly.

**Keywords:** National Interconnected System , Hydrothermal System and System Dynamics .

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1-Mapa do Sistema Interligado Nacional.....	29
Figura 2-Estrutura dos estudos de planeamento.....	30
Figura 3- Modelo de emissões de carbono na China.....	38
Figura 4- Exemplo de diagrama de laço causal.....	40
Figura 5-Simbologia adotada para abordagem hard.....	41
Figura 6- DLC do despacho de energia e da formação do PLD em um subsistema elétrico brasileiro.....	45
Figura 7- Gráfico base para o comportamento esperado do sistema.....	46
Figura 8-Diagrama de estoque e fluxo para o sistema.....	47
Figura 9- Esquema de intercâmbio entre os subsistemas.....	48
Figura 10- Diagrama de estoque e fluxo para o sistema com a Geração eólica sendo descontada da Geração Hídrica.....	50
Figura 11-Histórico mensal da ENA em um horizonte de 12 anos.....	53
Figura 12-Histórico mensal da Carga de Energia em um horizonte de doze anos.....	54
Figura 13-Curva de formação de preços por subsistema.....	55
Figura 14- Curva de geração eólica.....	55
Figura 15-EAR média mensal por subsistema.....	56
Figura 16- ENA média mensal futura por subsistema.....	57
Figura 17-Relação entre ENA e EAR no subsistema SE/CO.....	59
Figura 18- Geração hídrica para o subsistema SE/CO.....	60
Figura 19- Geração térmica e PLD para o subsistema SE/CO.....	61
Figura 20- Déficit no subsistema SE/CO.....	62
Figura 21- Vertedouro subsistema SE/CO.....	63
Figura 22- Sobra de energia nos quatro subsistemas.....	64
Figura 23- Déficit nos quatro subsistemas.....	65

Figura 24- Resultado da importação no subsistema SE .....	67
Figura 25- Resultado da importação no subsistema NE.....	68
Figura 26- Resultado da importação no subsistema N .....	69
Figura 27- EAR, GH e Déficit para o subsistema SE/CO com aumento de 10% na ENA .....	70
Figura 28- EAR, GH e Déficit para o subsistema SE/CO com redução de 10% na ENA .....	71
Figura 27 - Comparativo de PLD para o subsistema SE/CO com cenários de ENA .....	72
Figura 30- Comparativo de sobra de energia no subsistema SE/CO com cenários de ENA ...	73
Figura 31- Vertedouro para o subsistema SE/CO com aumento na ENA.....	74
Figura 32- EAR com a inserção da energia eólica para os subsistemas SE/CO e NE .....	78
Figura 33- PLD com a inserção da energia eólica para os subsistemas SE/CO e NE.....	79
Figura 34- Resultado da importação para o subsistema NE sem limites de intercâmbio.....	80
Figura 35-Instituições do setor elétrico brasileiro .....	93

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1-Projeção da capacidade instalada por fonte e por subsistema .....	51
Tabela 2- Porcentagem de Geração Hídrica .....	51
Tabela 3- Limites de intercâmbio entre os subsistemas .....	52
Tabela 4-Fator de Produtibilidade e Tamanho do reservatório .....	52
Tabela 5- Ordem de importação .....	66
Tabela 6- Comparativo com as diferentes formas de inserção da energia eólica no modelo...	75
Tabela 7- Comparativo entre as formas de inserção da energia eólica para os subsistemas SE/CO e NE.....	76
Tabela 8- Cenários de participação da energia eólica para o subsistema SE/CO.....	76
Tabela 9- Cenários de participação da energia eólica para o subsistema NE.....	77

## LISTA DE SIGLAS

ACL- Ambiente de Contratação Livre  
ACR- Ambiente de Contratação Regulada  
ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica  
BNDES- Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social  
CCEE- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica  
CEPEL- Centro de pesquisas de Energia Elétrica  
CMO- Custo Marginal de Operação  
CVU- Custo Variável Unitário  
DECOMP- Modelo de Determinação da Coordenação da Operação a Curto Prazo  
DEF - Diagrama de Estoque e Fluxo  
DLC - Diagrama de Laço Causal  
DESSEM- Modelo de Despacho Semanal  
DS - Dinâmica de Sistemas  
EAR- Energia Armazenada  
ENA- Energia Natural Afluente  
EPE- Empresa de Pesquisas Energéticas  
MME- Ministério de Minas e Energia  
NEWAVE- Modelo de Despacho de Geração Hidrotérmica  
ONS - Operador Nacional do Sistema  
PDDE- Programação Dinâmica Dual Estocástica  
PLD- Preço de Liquidação das Diferenças  
SEB- Sistema Elétrico Brasileiro  
SIN- Sistema Interligado Nacional

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>22</b>
<b>1.1 Problemática.....</b>	<b>22</b>
<b>1.2 Objetivo Geral e Objetivos Específicos.....</b>	<b>25</b>
<b>1.3 Método .....</b>	<b>26</b>
<b>1.4 Estrutura da dissertação .....</b>	<b>26</b>
<b>2 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....</b>	<b>28</b>
<b>2.1 Características técnicas do setor elétrico brasileiro.....</b>	<b>28</b>
<b>2.2 Operação do sistema elétrico brasileiro.....</b>	<b>29</b>
<b>2.3 Formação de preços no mercado de energia brasileiro .....</b>	<b>31</b>
2.3.1 O preço de longo prazo .....	32
2.3.2 O preço de curto prazo.....	33
<b>2.4 Considerações Gerais.....</b>	<b>34</b>
<b>3 DINÂMICA DE SISTEMAS.....</b>	<b>36</b>
<b>3.1 Exemplos de aplicação da Dinâmica de Sistemas .....</b>	<b>37</b>
<b>3.2 Modelagem dos sistemas.....</b>	<b>39</b>
3.2.1 Modelagem SOFT.....	39
3.2.2 Modelagem HARD .....	40
<b>3.3 Elaboração dos Modelos.....</b>	<b>42</b>
<b>4 METODOLOGIA PROPOSTA.....</b>	<b>44</b>
<b>4.1 Diagrama de Laço Causal .....</b>	<b>44</b>
<b>4.2 Diagrama de Estoque e Fluxo .....</b>	<b>47</b>
4.2.1 Descrição das variáveis do modelo .....	48
4.2.2 Normalização dos dados .....	51
4.2.3 Fator de ajuste da geração hídrica e tamanho do reservatório .....	52
4.2.4 Variáveis de entrada do modelo de simulação .....	52
<b>5 ANÁLISE E RESULTADOS DO MODELO DESENVOLVIDO PARA O</b>	
<b>SISTEMA HIDROTÉRMICO BRASILEIRO .....</b>	<b>58</b>
<b>6 CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>79</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>83</b>
<b>APÊNDICES .....</b>	<b>87</b>
<b>A- Histórico do setor elétrico no Brasil.....</b>	<b>86</b>
<b>B- Equações para o modelo com geração eólica descontada da geração térmica para o</b>	
<b>subsistema SE/CO.....</b>	<b>95</b>
<b>C- Equações de importação para cada subsistema.....</b>	<b>96</b>

<b>D- Equações com a geração eólica descontada da Geração Hídrica para o subsistema SE/CO.....</b>	<b>97</b>
<b>E- Gráficos para o subsistema Sul.....</b>	<b>98</b>
<b>F- Gráficos para o subsistema Nordeste.....</b>	<b>99</b>
<b>G- Gráficos para o subsistema Norte.....</b>	<b>101</b>



# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Problemática

Possuindo uma matriz de geração predominantemente renovável, o Brasil totaliza cerca de 142.963 MW de potência instalada, sendo que 62,52% destes são de geração hídrica. O potencial térmico e eólico abrangem respectivamente 27,89% e 3,86% da geração (ANEEL, 2015). Tais dados caracterizam o sistema brasileiro como hidrotérmico.

A energia elétrica desempenha um papel fundamental no desenvolvimento de um país, por isso investir nesse setor é de suma importância. O Brasil, desde 2013, vem passando por uma forte insegurança energética, devido a um conjunto de fatores. Existem pelo menos quatro causas principais para as atuais dificuldades de abastecimento do sistema elétrico, a construção de usinas hidrelétricas sem reservatórios, o atraso na construção de novas usinas e linhas de transmissão, a falta de recursos financeiros para as estatais do setor e a presença recente de empreendedores sem experiência no setor que resultam na frustração de obras de geração (ABBUD, 2014).

Dados da Agência Nacional de Energia Elétrica mostram que de 42 empreendimentos leiloados de 2000 a 2012, que somam 28.834,74 MW de potência, apenas dez constituem usinas com reservatórios. Essas dez usinas agregam somente 1.940,6 MW de potência instalada ao sistema elétrico. Os outros 32 empreendimentos, num total de 26.894,14 MW, são de usinas a fio d'água, ou seja, sem qualquer capacidade de guardar água para geração de eletricidade nos períodos secos. Apenas 6,73% da capacidade de geração desses empreendimentos são, portanto, provenientes de usinas com reservatório (ABBUD, 2014, p.2 apud ANEEL).

Com isso a capacidade de regularização dos reservatórios diminui na medida em que a demanda aumenta. Sendo o sistema elétrico brasileiro hidrotérmico, a queda na capacidade de armazenamento de água acarreta conseqüentemente um aumento de preços da energia, pois a energia que não é gerada por hidrelétricas precisa ser gerada por térmicas, tendo em vista que a parcela de geração de outras fontes ainda é muito pequena.

Outro fator que contribui para a incerteza do suprimento de energia elétrica é o atraso nas obras de expansão do sistema. Segundo um levantamento feito pela Associação Brasileira dos Investidores em AutoProdução de Energia (ABIAPE), em 2013, 40% do volume de energia planejado não entrou em operação na data prevista e entre os projetos de transmissão 71% das linhas licitadas tem atraso médio de 13 meses e meio. Entre as principais

justificativas para os atrasos está a demora no licenciamento ambiental. Esses atrasos ameaçam a segurança do sistema, pois impedem a expansão do parque gerador muitas vezes causando sobrecarga, acarretando interrupções no fornecimento, como as que têm afetado diversas regiões no País.

Outra causa apontada por Abbud (2014) é a falta de recursos financeiros para as estatais do setor, o financiamento dos investimentos é de suma importância para a expansão do setor. A garantia da ampliação do setor elétrico nacional foi possível a partir de um modelo de financiamento apoiado em três parâmetros: capital privado, capital próprio das empresas estatais e linhas de crédito de longo prazo do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Porém nos últimos anos houve uma desestruturação econômica no setor que comprometeu esses parâmetros. Alguns fatores levaram a esta desestruturação, entre eles: a descapitalização gerada pela redução drástica das tarifas na renovação das concessões, que afetou a capacidade de investimento das empresas estatais. A percepção de risco regulatório e institucional que induziram à desvalorização das ações e dos ativos das empresas privadas.

Com isso o setor passou a depender da capacidade do BNDES continuar a disponibilizar financiamento, porém esta capacidade depende do contexto fiscal nacional. Ou seja, se o cenário econômico for mais pessimista os recursos repassados pelo tesouro tendem a ser menores. Nos últimos dois anos o banco desembolsou cerca de R\$ 18 bilhões para o setor elétrico. Sendo que o setor precisa de R\$ 55 bilhões de investimento anual até 2020, com isso é notável que o Estado brasileiro não tem condições de ser o único responsável pelos investimentos de expansão do setor (ALMEIDA, 2014). E por último, a presença recente de empreendedores sem experiência no setor que resultam na frustração de obras de geração.

O exemplo mais conhecido de frustração de obras é o do Grupo Bertin. Tradicional no ramo de frigoríficos, o Grupo desembarcou do ramo de carnes para adentrar o setor elétrico, sem ter conhecimento específico prévio, e não conseguiu cumprir as obrigações que contratou. Chegou até a participar do consórcio vencedor de Belo Monte, do qual foi excluído por não apresentar as garantias necessárias. O fracasso do Bertin levou, inclusive, a mudanças na avaliação da capacidade financeira dos candidatos nos leilões de geração. Para se ter ideia do preço desse equívoco, na avaliação do presidente da CMU Comercializadora, Walter Froes, citado na mencionada edição d'O Estado de S. Paulo, se as térmicas do Grupo Bertin, com capacidade de 5.000 MW, tivessem entrado em operação, o nível dos reservatórios estaria hoje 25 pontos percentuais acima do atualmente verificado (ABBUD, 2014, p.6).

Todas essas causas, somadas a outras, como falta de manutenção das usinas, dificuldades no abastecimento de combustíveis nas térmicas e a desatualização dos modelos

matemáticos utilizados na operação do sistema causam uma grande incerteza quanto ao suprimento de energia do país no futuro.

Contudo, a questão do sistema elétrico só veio à tona por conta do período de forte estiagem e as elevadas temperaturas registradas no início do ano de 2014, causando um inesperado aumento na demanda de cerca de 7,9%, em janeiro, em relação ao mesmo período do ano anterior, segundo a Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE). Para conseguir atender a esta forte demanda energética, sem comprometer ainda mais o nível dos reservatórios, o Operador Nacional do Sistema (ONS) acionou todas as térmicas a entrar em operação. Com isso o preço da energia no mercado de curto prazo, dado pelo preço de liquidação das diferenças (PLD), a partir de fevereiro de 2013, permaneceu próximo do teto permitido por lei, de R\$ 822,83 por megawatt-hora, trazendo assim diversos prejuízos financeiros para as distribuidoras, e conseqüentemente para os consumidores.

Com base nesta problemática do setor elétrico brasileiro, o presente trabalho procura apresentar uma alternativa que contribua para o planejamento da operação do setor. Para isto é utilizada a técnica de Dinâmica de Sistemas, que busca modelar as relações causa-efeito realimentadas, visando compreender as implicações sobre o desempenho do sistema sob estudo. Com esta alternativa será possível inserir novas variáveis no modelo e/ou políticas operativas, e com isso prever com rapidez quais as conseqüências no futuro de decisões tomadas no presente. Por exemplo, como a inserção de energias alternativas no despacho pode afetar a água dos reservatórios e o preço da energia. O Apêndice A traz um pouco da história do setor elétrico brasileiro, e ilustra a quantidade e velocidade das mudanças ocorridas, bem como o impacto de decisões operativas equivocadas e da falta de planejamento.

## 1.2 Objetivo Geral e Objetivos Específicos

O objetivo geral deste trabalho é:

- Apresentar uma nova metodologia para contribuir no planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro utilizando a Dinâmica de Sistemas. A partir de um modelo a reservatórios equivalentes por subsistema que reproduza o comportamento do sistema interligado, utilizando como base os dados históricos do Sistema Elétrico Nacional, capaz de, a partir de dados de entrada como Carga de Energia e Energia Natural Afluente, fornecer a Energia Armazenada, o PLD e os intercâmbios entre os quatro subsistemas, bem como fornecer as relações de causa e efeito entre as variáveis de estudo.

A ideia é ter um complemento aos métodos matemáticos já existentes (NEWAVE e DECOMP) para a tomada de decisões no setor elétrico. Esses modelos utilizados no planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro foram criados com o objetivo de minimizar os custos de operação. O NEWAVE é utilizado para o planejamento de médio prazo (de 1 a 5 anos) com discretização mensal e o DECOMP é empregado para curto prazo (até 1 ano) com discretização semanal para o primeiro mês e mensal para os demais meses. Porém desde 2001, com a crise energética, especialistas ressaltam que esses modelos tornaram-se insuficientes, a partir do aumento da complexidade do SIN. Este fato traz uma série de incertezas na utilização de tais modelos, e é neste contexto que entra a principal contribuição deste trabalho, que é a utilização da Dinâmica de Sistemas como uma ferramenta auxiliar, podendo gerar respostas rápidas para testes de políticas e decisões.

Com base nessa premissa, foram propostos os seguintes Objetivos Específicos:

- Compreender as relações de causa e efeito entre as variáveis do Sistema Elétrico Nacional;
- Obter o comportamento isolado de cada subsistema que compõe o SIN, bem como o Preço de Liquidação das Diferenças;
- Realizar o intercâmbio de energia entre os quatro subsistemas, analisando o quanto cada subsistema pode contribuir para amenizar o déficit do outro;
- Aplicar cenários de ENA e analisar a influência desta variável no sistema;
- Testar diferentes formas de inserção da Geração eólica, bem como a porcentagem de participação dessa fonte no sistema.

### 1.3 Método

Para a realização desta pesquisa de natureza qualitativa e quantitativa sobre o despacho e os intercâmbios de energia no sistema hidrotérmico brasileiro, utiliza-se a técnica de Dinâmica de Sistemas que visa compreender como as variáveis de um sistema interagem entre si, através de laços de realimentação, onde uma mudança em uma variável afeta às outras. Tem como objetivo criar modelos de simulação para que se possa compreender melhor o comportamento dinâmico do problema. O modelo proposto foi implementado com o auxílio do software Vensim<sup>®</sup> PLE versão 6.3, da Ventana Systems.

### 1.4 Estrutura da dissertação

Este trabalho está organizado em seis capítulos, como segue:

- 1- Introdução: Apresenta-se o problema a ser resolvido com relação ao planejamento de sistemas hidrotérmicos, a atual insegurança energética que o Brasil vem passando, bem como os principais objetivos do trabalho.
- 2- Setor Elétrico Brasileiro: Apresentam-se diversos aspectos técnicos sobre o sistema elétrico brasileiro e sua operação, entre eles como é a formação dos preços da energia.
- 3- Dinâmica de Sistemas: É Abordada a técnica de dinâmica de sistemas, explicando os conceitos e os princípios da técnica.
- 4- Metodologia Proposta: São apresentadas, nesse capítulo, a modelagem qualitativa e a modelagem quantitativa, necessárias para o entendimento e simulação do modelo.
- 5- Análise e resultados do modelo de simulação do planejamento e operação do sistema hidrotérmico brasileiro: Nesse capítulo são mostrados os resultados da simulação para o período de 12 anos, utilizando a modelagem proposta e o software Vensim.
- 6- Considerações finais: Nesse capítulo são apresentadas as conclusões obtidas no estudo e também algumas sugestões para trabalhos futuros.



## 2 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

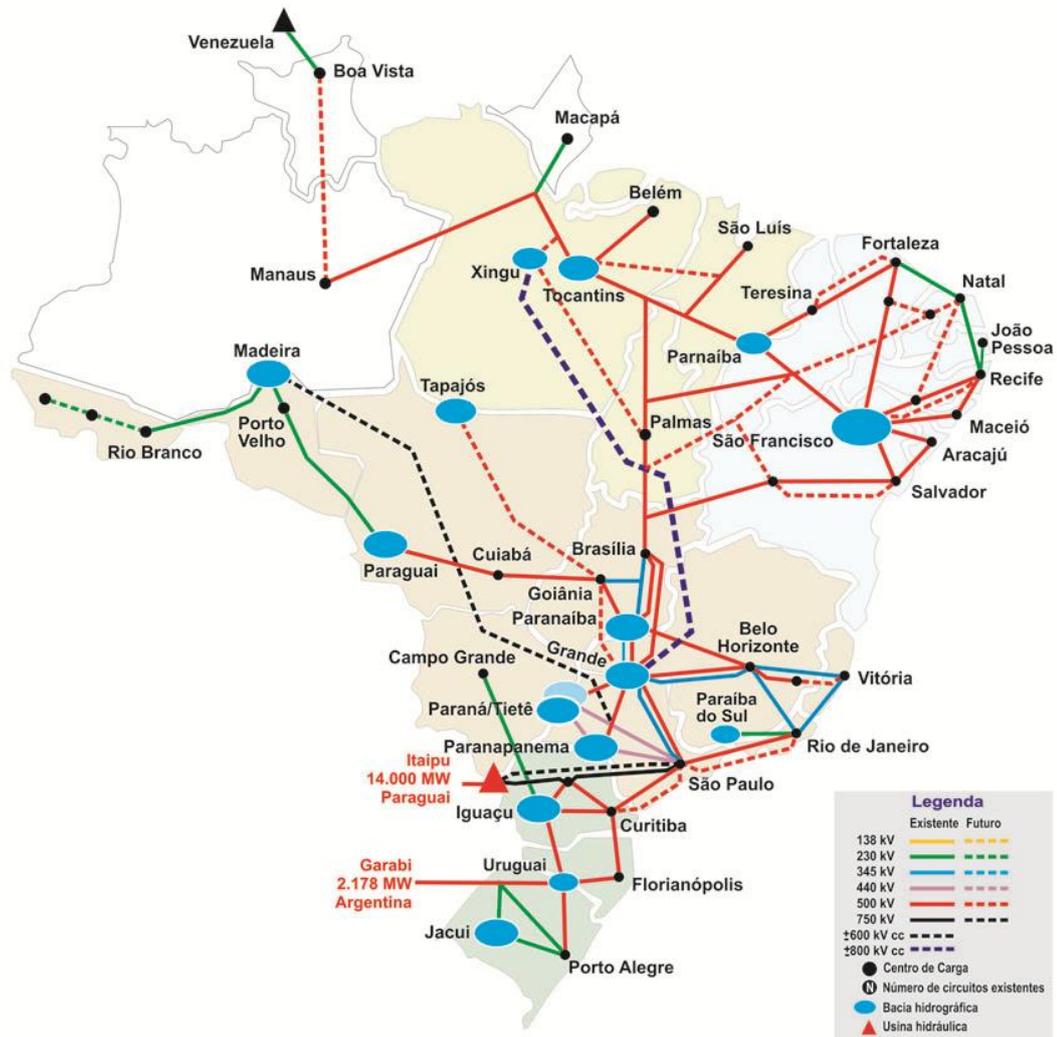
### 2.1 Características técnicas do setor elétrico brasileiro

O sistema elétrico brasileiro é um sistema hidrotérmico de grande porte, em termos de capacidade instalada, é baseado predominantemente em usinas hidráulicas, respondendo por 89.386 MW da capacidade total de 142.963 MW, ou seja, 62,52% do total. As usinas térmicas respondem por 39.866 MW ou 27,89%. Outros 5.525 MW são provenientes de geração eólica (3,86%) e 8.170 MW (5,71 %) são devido à importação (ANEEL, 2015).

Até 1999, existiam no Brasil essencialmente dois grandes sistemas elétricos interligados Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste. Neste ano, os mesmos foram interligados com a construção da linha de transmissão Norte-Sul. A partir disso o sistema passou a ser chamado Sistema Interligado Nacional (SIN). Desde então a capacidade de transferência de energia de um subsistema para o outro tem aumentado significativamente. A Figura 1 representa as interligações do SIN.

Do subsistema Norte-Interligado, houve exportação de energia de cerca de 2.496 MW médios para complementação do balanço energético dos demais subsistemas. Na média mensal, o subsistema Sudeste/Centro Oeste recebeu excedentes do subsistema Norte em 1.615 MW médios. O subsistema Nordeste também permaneceu receptor, aumentando sua importação de 339 MW médios em dezembro para 881 MW médios em janeiro. Ressalta-se que a geração hidráulica no subsistema Nordeste continuou nos valores mínimos operativos para minimizar os estoques e possivelmente aumentar as taxas de deplecionamento dos reservatórios da região. No complexo do Rio Madeira, em dezembro, a UHE Jirau gerou cerca de 1.337 MW médios e a UHE Santo Antônio gerou cerca de 1.436 MW médios, contribuindo para o suprimento eletroenergético do SIN. No período foram escoados cerca de 2.568 MW médios pelo primeiro bipolo em corrente contínua, com média diária máxima no mês de 3.020 MW médios, no dia 17 de janeiro de 2015. Além disso, a região metropolitana de Manaus importou cerca de 69 MW médios do SIN no mês de janeiro, através da interligação Tucuruí-Manaus. No dia 30 de janeiro de 2015, foi registrado o maior valor diário de importação pela interligação Tucuruí-Manaus no mês, 204 MW médios. A importação da Venezuela para suprimento ao estado de Roraima foi de 98 MW médios, da mesma ordem verificada no mês anterior. No mês de janeiro, houve intercâmbio internacional emergencial com a Argentina no valor de 7 MW médios (MME, 2015).

Figura 1-Mapa do Sistema Interligado Nacional



Fonte: ONS,2015

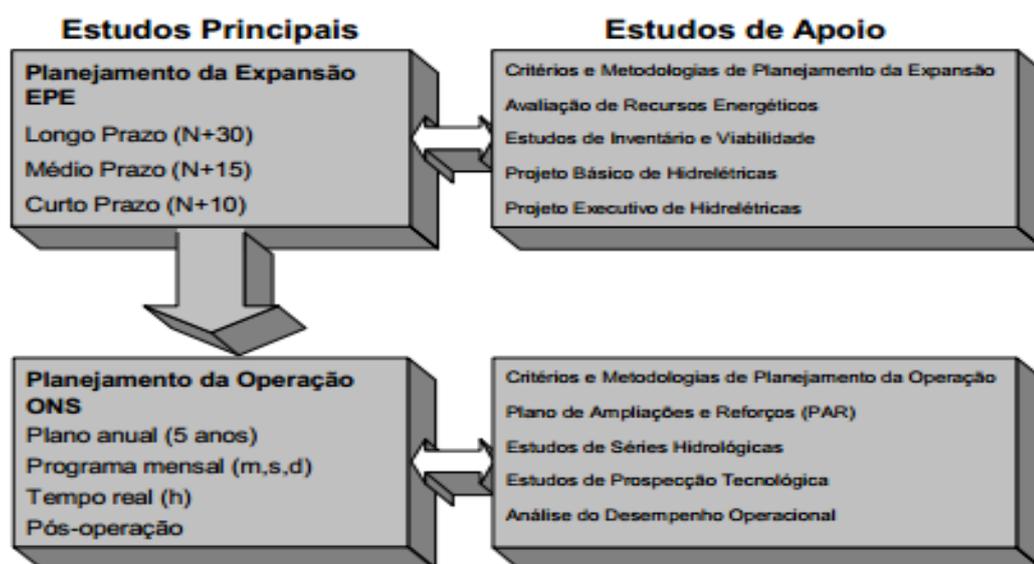
Com relação ao armazenamento máximo de cada subsistema, o Sudeste tem comparativamente um peso bem acima dos outros subsistemas brasileiros. Em valores aproximados, o subsistema Sudeste/Centro Oeste é o responsável por 70,3% do armazenamento máximo; o Nordeste por 17,8%, o Sul por 6,8% e o Norte por 5,1% (MME,2015). A transferência de energia entre regiões se dá quando há ocorrência de vertimentos turbináveis em uma região ou quando existe um desequilíbrio significativo entre as condições de armazenamento e/ou as energias naturais afluentes nessas regiões.

## 2.2 Operação do sistema elétrico brasileiro

Por possuir um parque gerador predominantemente hídrico, com centrais geradoras afastadas dos grandes centros de carga, com grandes reservatórios e capacidade de

regularização plurianual, o planejamento do sistema elétrico brasileiro é complexo. Devido a este fato os estudos de planejamento seguem duas linhas de pesquisa: estudos principais, orientados à tomada de decisão em diversos horizontes temporais, e estudos de apoio, essencialmente atemporais, mas interdependentes dos principais, como mostra a Figura 2 (ONS, 2006).

Figura 2-Estrutura dos estudos de planejamento



Fonte: ONS (2006)

No planejamento da expansão, atualmente realizado pela EPE, desenvolvem-se estudos relativos a potenciais energéticos bem como os critérios, metodologias e os modelos para suporte aos estudos de inventário, de viabilidade e projeto básico de hidrelétricas, enquanto que no planejamento da operação, realizado pelo ONS, se elaboram estudos de metodologias e critérios, de séries hidrológicas e de prospecção tecnológica, além do PAR<sup>1</sup> e da análise do desempenho operacional do sistema interligado nacional (ONS, 2006).

Operar o sistema elétrico com maior segurança e ao menor custo tem sido um desafio cada vez maior para o Operador Nacional do Sistema Elétrico. No setor elétrico brasileiro, a tomada de decisão sobre o despacho e a transmissão de energia elétrica é feita pelo ONS,

<sup>1</sup>Plano de Ampliações e Reforços: tem por objetivo apresentar a visão do ONS sobre as ampliações e reforços das instalações de transmissão, necessárias para preservar a segurança e o desempenho da rede, garantir o funcionamento pleno do mercado de energia elétrica e possibilitar o livre acesso a todos os interessados em atuar na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

baseada no critério de menor custo de operação, incluindo os custos futuros. Isto é, a quantidade de energia a ser despachada e que usina irá enviar essa energia para o SIN, baseado no uso dos reservatórios das hidroelétricas (custo futuro) e no Custo Variável Unitário (CVU) das termoeletricas (custo presente), até que toda a carga seja plenamente atendida.

Os custos relativos à manutenção e operação das hidrelétricas são muito baixos quando comparados aos das usinas térmicas, porém o despacho não pode ser feito com base apenas nesses custos operacionais, uma vez que se deve levar em conta o valor da água contida nos reservatórios, entre outros usos da água, como, por exemplo, navegação e abastecimento. Para que ocorra a otimização do sistema entram as usinas térmicas como geração complementar. O despacho da geração térmica é feito sempre que o Valor da Água for superior ao custo de operação variável das usinas térmicas, ou seja, os recursos hídricos não são ilimitados então o despacho indiscriminado das hidrelétricas reduziria significativamente os reservatórios para o próximo período, podendo assim afetar a segurança do sistema. Outra forma das térmicas entrarem em operação é para aumentar a confiabilidade e atender os requisitos elétricos do SIN. Na operação de sistemas hidrotérmicos, a tomada de decisão hoje terá consequências futuras.

O processo de planejamento da operação em médio prazo é feito com auxílio do Modelo NEWAVE, desenvolvido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL) em 1993, este modelo tem como objetivo realizar a alocação ótima de recursos térmicos e hídricos, visando à minimização do custo total de operação com horizonte de até cinco anos e com intervalos mensais, para isso emprega a técnica de programação dinâmica dual estocástica (PDDE) para definir mensalmente o quanto será gerado pelas usinas hidrelétricas e pelas usinas térmicas e os intercâmbios entre os sistemas. Os dados obtidos com o NEWAVE servem de entrada para outro modelo, Modelo de Determinação da Coordenação da Operação a Curto Prazo (DECOMP), este modelo é processado para um horizonte de 5 semanas, ele define as parcelas de geração térmica e hidráulica para cada usina do sistema, também define o Custo Marginal de Operação (CMO), que equivale ao custo operacional da usina térmica mais cara despachada ou o custo de oportunidade mais elevado da água (LOPES, 2007).

### **2.3 Formação de preços no mercado de energia brasileiro**

No Setor Elétrico Brasileiro (SEB) existem quatro preços de energia, conhecidos como preço de energia de curto prazo, preço de liquidação de diferenças (PLD), preço de

energia nos mercados livres "convencional" e "incentivado" e tarifa de energia na distribuidora. Estes preços influenciam diretamente nas decisões de contratação, comercialização e de gerência de riscos de geradores, consumidores e comercializadores de energia elétrica operando nos mercados regulado e livre (MORGADO, 2012). Compreender o processo de formação destes preços é de suma importância para a tomada de decisão de todos os agentes que operam o SEB. No caso do setor elétrico brasileiro, o preço da energia é função da natureza da indústria de eletricidade, da disponibilidade de água nos reservatórios e no nível de precipitação pluviométrico, como explicado por Silva (2012).

### **2.3.1 O preço de longo prazo**

No mercado de energia a longo prazo a comercialização é segmentada em dois ambientes: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACR os leilões de compra de energia ocupam um papel essencial, enquanto que no ACL os geradores, autoprodutores, produtores independentes, comercializadores, importadores e exportadores de energia e os consumidores livres e especiais tem a liberdade para negociar, estabelecendo volumes, preços e prazos de suprimento (CCEE, 2014). Nos leilões os compradores e vendedores de energia formalizam suas relações comerciais por meio de contratos com regulação específica para aspectos como preço, submercado de registro e vigência de suprimento.

Os contratos de compra e venda de energia de longo prazo são instrumentos comerciais financeiros com o objetivo de reduzir a volatilidade dos pagamentos no mercado de curto prazo. Isto é, os geradores assinam um contrato para tentar se proteger dos baixos preços no mercado de curto prazo, enquanto que os compradores tendem a buscar proteção contra os elevados preços de curto prazo. No ACL três variáveis básicas caracterizam um contrato de compra e venda de energia elétrica: o preço, que é um valor em R\$/MWh da energia comercializada, o prazo de duração do contrato e data de início da entrega de energia e a quantidade de energia a ser comercializada, em MWh (TATEMOTO, 2013). Neste ambiente, existem dois tipos de contratos de energia usualmente comercializados, os de fonte convencional e os de fonte incentivada. Os contratos de fonte convencional são oriundos de empreendimentos hidráulicos, térmicos e nucleares, enquanto que os contratos de fonte incentivada são oriundos de fontes renováveis não convencionais.

No ACR a comercialização de energia é feita por meio de leilões organizados pelo MME, juntamente com a ANEEL. O MME determina as datas e fixa o preço-teto (R\$/MWh), que deve estar previsto no respectivo edital de licitação, os vencedores do leilão são os agentes que oferecerem os maiores descontos em relação ao preço-teto. Os leilões são realizados anualmente e são subdivididos em três categorias principais: de energia existente, de energia nova e de energia reserva. Os leilões de energia existente tem por objetivo comercializar a energia de empreendimentos já existentes, são classificados como leilões do tipo "A-1", isto é são leilões realizados um ano antes do prazo de entrega física da energia. Os leilões de energia nova, por sua vez, são provenientes de empreendimentos que, em geral, ainda não iniciaram sua etapa de construção e são organizados sob a formatação do tipo "A-5" e "A-3". E por último os leilões de energia reserva que tem por objetivo aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

### **2.3.2 O preço de curto prazo**

Toda a comercialização de energia entre compradores e vendedores é regida por contratos de compra e venda de energia, registrados na CCEE. Toda e qualquer transação de energia não registrada na CCEE, por meio de contratos tanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL), está sujeita à contabilização e à liquidação no mercado de curto prazo. Com isso, a CCEE contabiliza as diferenças entre os montantes de energia contratados pelos agentes e os montantes de geração e de consumo verificados. Essas diferenças posteriormente são liquidadas no mercado de curto prazo, em base mensal, pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

O valor do PLD é proveniente do Custo Marginal de Operação (CMO) que é calculado pelo ONS através de simulações que consideram o escoamento de energia elétrica entre os diferentes submercados, obtendo assim o despacho ótimo para o período de estudo. Isto determina a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado, baseado nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão (CCEE, 2014). Com base no CMO é determinado um valor semanal para o PLD

para cada patamar de carga<sup>2</sup>, limitado por um preço máximo e mínimo definidos pela legislação.

## **2.4 Considerações Gerais**

Os modelos computacionais utilizados no planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro vêm sendo utilizados desde a década de 90, porém a partir de 2001 ficou evidente que esses modelos se tornaram insuficientes devido a diversos fatores, entre eles: crescentes demandas ambientais, usos múltiplos da água, aumento da complexidade do SIN e a crescente participação de outras fontes de energia (ONS, 2006). Este conjunto de mudanças acabou trazendo uma série de incertezas na utilização de tais modelos, por isso a exigência por abordagens distintas que sejam capazes de complementar a estrutura já existente, sendo flexíveis no tratamento dos problemas e capazes de gerar respostas rápidas para testes de políticas e decisões, tem-se tornado cada vez maior.

O desenvolvimento e a aplicação de ferramentas de simulação como suporte para tomada de decisões pode providenciar os recursos necessários para simular cenários e com isso, auxiliar na formulação de políticas e estratégias para operação do SIN. É neste contexto que surge a Dinâmica de Sistemas, que busca representar a realidade em forma de "mundos virtuais" permitindo aos gestores à tomada de decisões e a experimentação das consequências destas decisões.

---

<sup>2</sup> Os patamares de carga são definidos da seguinte forma: Carga leve (24-6hs), Carga média (6-18hs e 21-24hs) e Carga pesada (18-21hs).



### 3 DINÂMICA DE SISTEMAS

A técnica de Dinâmica de Sistemas(DS) foi desenvolvida na década de 50 pelo engenheiro eletricitista Jay W. Forrester, na escola de administração Sloan School of Management do Massachusetts Institute of Technology (MIT). Em 1961 Forrester publicou o livro "Industrial Dynamics" (Dinâmica Industrial) que descrevia os conceitos básicos da técnica. No entanto, foi a partir de estudos sobre a aplicação da DS a problemas organizacionais, realizados por Peter Senge, que esta eclodiu cientificamente e desde então vem provando seu potencial como ferramenta auxiliar em várias áreas do conhecimento.

É uma técnica que visa à análise, modelagem e simulação de sistemas complexos e de seus comportamentos através do tempo. Utiliza métodos tradicionais de administração, teoria de controle com realimentação e simulação computacional. É baseada na estrutura da matemática clássica, ou seja, simula sistemas complexos não lineares, por meio de equações diferenciais, contendo laços de realimentações. A descrição matemática é realizada com o auxílio de equações diferenciais ordinárias (BELHAJALI e HACHICHA, 2013).

Uma das características da técnica é que sistemas não devem ser decompostos em partes ao serem analisados, visto que, com isso, estamos ignorando conexões e interações de grande importância (JUNIOR, 2010). O objetivo da Dinâmica de Sistemas é determinar valores de elementos que compõem o sistema e o seu comportamento dinâmico.

O principal conceito da dinâmica de sistemas está em entender como os objetos de um sistema interagem entre si, essa interação é realizada através de laços de realimentação, onde uma mudança em uma variável afeta outras variáveis. Ao decorrer do tempo, essas modificações alteram a variável original e assim sucessivamente. O entendimento dos padrões de comportamento do sistema como um todo tem origem na análise de inter-relações entre suas várias partes, oferecendo uma mudança de visão, ao mostrar que os sucessos e falhas do sistema são ocasionados pela sua própria estrutura. A estrutura passa a ser retratada como uma série de relacionamentos causais, onde as decisões tomadas sempre têm consequências, sendo que algumas delas podem ser rapidamente observadas e outras só virão à tona depois de algum tempo. A técnica tem como objetivo elaborar modelos de simulação que reflitam situações analisadas através do pensamento sistêmico, no qual propõe outra forma de analisar e compreender os sistemas complexos que aparecem no mundo real.

### 3.1 Exemplos de aplicação da Dinâmica de Sistemas

A DS tem sido muito aplicada como ferramenta de análise, planejamento e de alocação de recursos em sistemas de energia elétrica. Na parte de planejamento energético, em 1973, Naill desenvolveu um modelo em DS que foi utilizado para mostrar como as reservas de gás natural poderiam se esgotar em um prazo muito curto se a demanda crescesse de forma exponencial nos EUA. Em seguida este modelo foi ampliado para acrescentar outros combustíveis fósseis como petróleo e carvão. Outro modelo desenvolvido para auxiliar no planejamento foi o ENERGY 2020 que analisa múltiplos combustíveis e vem sendo utilizado por dezenas de empresas de energia e agências governamentais nos Estados Unidos, no Canadá e na Europa (ONS, 2006).

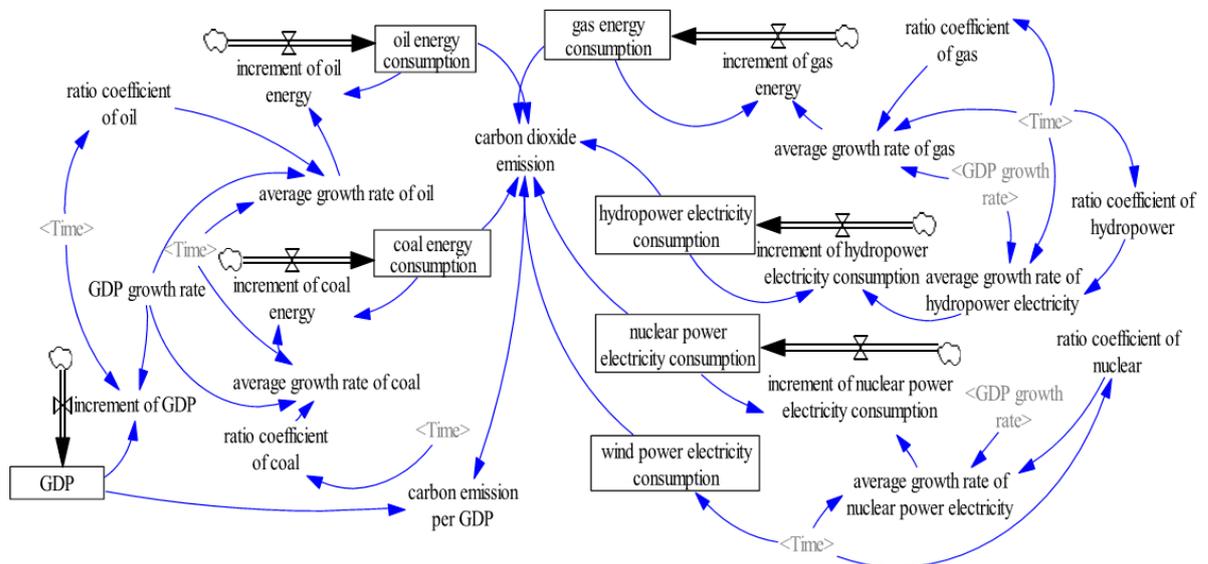
No planejamento integrado de recursos também existem uma série de aplicações como, por exemplo, na década de 70, nos EUA, uma série de eventos combinados levou a um aumento nas tarifas de energia, ao cancelamento de várias usinas em construção, a crises de inadimplência e a aprovação da Lei de Planejamento e Conservação de energia elétrica no Pacífico Noroeste em 1980. Esta lei criou o Conselho de Planejamento do Sistema Elétrico da Região Noroeste e estabeleceu responsabilidades para a Bonneville Power Administration (BPA), entre estas responsabilidades estavam, assegurar o suprimento de energia regional, adquirir os recursos para atender cargas de outras concessionárias na região e, talvez o mais importante, priorizar a conservação de energia como recurso energético regional. Para atender a estas atribuições, a BPA desenvolveu um conjunto de modelos conhecidos como CPAM (Conservation Policy Analysis Model) e RPSM (Resource Policy Screening Model), com o CPAM os vários setores passaram a interagir dinamicamente, através de laços de realimentação, que relatavam, a cada instante, o valor das variáveis de cada módulo para os demais módulos, com resultados mais precisos e maior rapidez de cálculo (ONS, 2006).

Além destes trabalhos, em 2002, foi publicado um estudo sobre a modelagem de novas tecnologias de geração e armazenamento no sistema de energia utilizando a DS, que tem por objetivo analisar os distúrbios de frequência na rede provocados pela inserção destas fontes (SLOOTWEG et al., 2002). O estudo de Yang et al. (2006) propõe a modelagem do mercado de energia da Califórnia nos EUA, cujo objetivo é verificar a relação complexa entre os seus participantes e refletir com mais precisão a sua dinâmica, a fim de identificar possíveis cenários de ocorrência de poder de mercado.

Já o estudo de Liu et al. (2014) apresenta um modelo de dinâmica de sistemas que mostra cenários de crescimento do PIB da China para 2020 e as consequências desse aumento

no consumo de energia e nas taxas de emissão de CO<sub>2</sub>. O modelo inclui todas as áreas administrativas da China a partir de 2008 a 2020, os recursos energéticos tradicionais, como carvão, petróleo, gás e recursos energéticos renováveis, como a energia hidrelétrica, nuclear e eólica. Além disso, foram incorporados os fatores econômicos, tais como a taxa de crescimento do PIB e um coeficiente de elasticidade do consumo de energia. A Figura 3 ilustra este modelo. Os autores concluem que o PIB em 2020 será 3,6 vezes o de 2008 e o consumo de energia e as emissões totais de CO<sub>2</sub> em 2020 serão de 1,6 e 1,9 vezes maior quando comparado a 2008. Também verificaram que quanto maior a taxa de crescimento do PIB, mais energia será usada, e maiores serão as emissões de CO<sub>2</sub>, pois o uso de diferentes fontes de energia é semelhante em diferentes cenários de taxas de crescimento econômico, continuando o carvão responsável por mais de 70% da produção. As políticas atuais que visam promover o desenvolvimento das energias renováveis são eficazes para reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> para a meta. Porém, se houver uma maior taxa de crescimento econômico, levaria a um maior consumo de energia e conseqüentemente de emissões totais de CO<sub>2</sub>. Assim, uma série de novas políticas devem ser implementadas para o desenvolvimento das energias renováveis.

Figura 3- Modelo de emissões de carbono na China



Fonte: LIU et al.(2014)

Recentemente a Ventana criou um modelo Estratégico do Setor Elétrico Nacional para o Departamento de Energia do Laboratório de Tecnologia Nacional de Energia (NETL) dos EUA. Este modelo permite a avaliação das políticas e carteiras de tecnologias de fontes de energia econômicas para avaliar a poluição, custo de produção e disponibilidade de energia

elétrica em um modelo de grande escala. O modelo inclui não só um extenso vetor de energia elétrica e os resultados de tecnologia de mitigação da poluição em diferentes cenários regulatórios, mas também fecha o *feedback* de ciclos de preço envolvendo a oferta e a procura de energia e matérias-primas. O NETL irá utilizar este modelo para ajudar as estratégias de desenvolvimento de políticas e seleção de tecnologia para países como a Índia e a China. O modelo de setor elétrico é uma parte dos esforços mais amplos da Ventana sobre interações entre energia, economia e política climática (VENTANA SYSTEMS, 2015). Além dos modelos citados acima, existem diversas outras aplicações de DS relacionados ao setor elétrico, todos os modelos evidenciam a capacidade desta técnica para modelar e solucionar problemas.

### 3.2 Modelagem dos sistemas

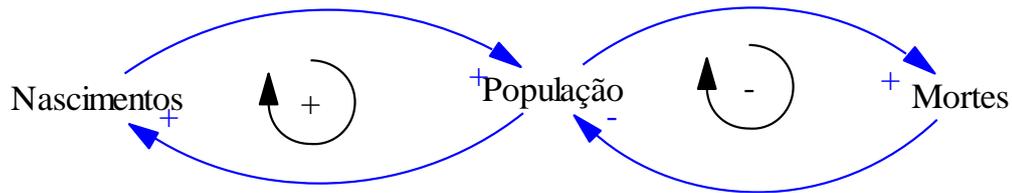
Em dinâmica de sistemas é possível representar um sistema através de duas abordagens: a *soft* ou qualitativa, e a *hard* ou quantitativa (FERNANDES, 2003). A modelagem *soft* refere-se à abordagem conceitual e contextual que busca maior realismo e pluralismo, enquanto que a *hard* se presta a simulações e possibilita o teste de hipóteses.

#### 3.2.1 Modelagem *SOFT*

A abordagem *soft* tem como base a criação de Diagramas de Enlaces Causais, nos quais representam os sistemas que possuem relações de causa e efeito. Esses diagramas apresentam todas as variáveis consideradas no modelo e contém conectores para representar as relações entre elas (FERNANDES e ALCANTARA, 2014). Os símbolos mais utilizados são os sinais "+" para uma alteração no mesmo sentido, ou seja, afeta positivamente a variável, chamado de *feedback* de reforço e "-" para alterações em sentidos opostos denominado *feedback* de equilíbrio. Para a determinação da polaridade do laço, conta-se o número de sinais "-", se o número for par ou zero o laço é positivo, se for ímpar o laço é negativo (ALVES, 1997).

A ordem do sistema é dada pelo número de níveis em um laço de realimentação, ou seja, um laço com apenas um nível é dito de primeira ordem; um laço de segunda ordem possui dois níveis, e assim por diante. Independente da ordem de cada laço de realimentação individual, a ordem do sistema é o número total de níveis do sistema.

Figura 4- Exemplo de diagrama de laço causal



Fonte: COURBETT, 2002

A Figura 4 apresenta um exemplo simplificado de enlace com realimentação, onde é possível identificar os seguintes elementos:

- Variáveis ou elementos do sistema: são as entidades ou fatores relevantes do sistema, no caso acima "Nascimento", "População" e "Mortes".
- Relacionamentos: Setas que indicam a relação de uma variável sobre a outra. O sinal que segue junto à seta indica o tipo de relacionamento, quando "+" indica que a variação ocorre no mesmo sentido, no exemplo, quanto maior o número de nascimentos maior a contribuição para o aumento da população, com isso o número de mortes aumenta e conseqüentemente diminui a população e o número de nascimentos.
- Enlaces ou *Feedback*: Conjunto circular de causas onde uma perturbação em um elemento afeta o próprio como resposta. No exemplo, um aumento no número de nascimentos causa um aumento na população, que por sua vez contribui para um maior número de nascimentos, caracterizando assim um *feedback* positivo ou de reforço. Entretanto, por outro lado, existe um *feedback* negativo ou de equilíbrio, em que o aumento da população aumenta o número de mortes e o número de mortes diminui a população.

### 3.2.2 Modelagem *HARD*

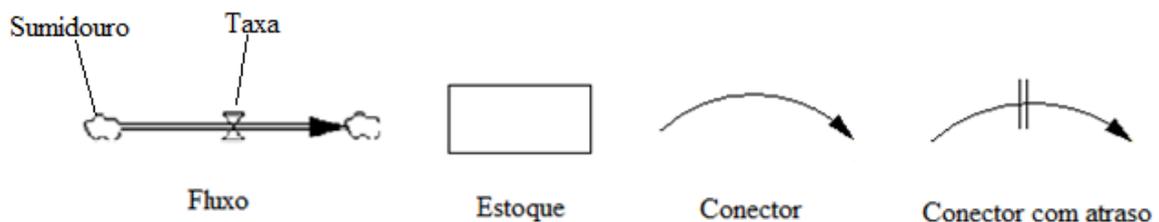
Apesar de sua grande importância no entendimento de sistemas, uma abordagem puramente qualitativa não permite a simulação computacional do comportamento das estruturas sistêmicas ao longo do tempo. Dessa forma, para se obter um comportamento completo do sistema é necessário analisar também de forma quantitativa. Assim como a abordagem *soft* é representada por diagramas de enlaces causais, a perspectiva *hard* é representada por Diagramas de Estoque e Fluxo que representam matematicamente a estrutura do sistema e permitem quantificar as relações de causa e efeito entre os elementos do sistema.

Na perspectiva *hard*, qualquer sistema pode ser descrito através de uma linguagem composta por alguns elementos:

- Estoques (níveis): representam o estado de um recurso, são utilizados para representar o acúmulo de uma determinada informação e/ou entender o seu comportamento no tempo. Representa acumulações ou desacumulações no sistema. Este tipo de variável só pode ser alterado por variáveis de taxa.
- Taxa: informam o quão rápido os níveis estão mudando num sistema, determina a velocidade com a qual o estoque muda de valor. O valor de uma variável de taxa é baseado somente em variáveis de nível e constantes, não dependendo de seus valores anteriores.
- Variáveis auxiliares: são subdivisões das variáveis de taxa, quando as variáveis de taxa são funções complicadas das variáveis de nível. No software utilizado não há simbologia definida.
- Parâmetros (constantes): são as variáveis que permanecem inalteradas durante a simulação. No software utilizado não há simbologia definida.
- Sumidouro: Esta variável não exerce influência sobre o sistema, representa os limites do modelo.
- Fluxos: são atividades que produzem crescimento ou redução de estoques.
- Conectores: são links de informação que conectam Estoques, Fluxos e Conversores.

Nem todas as relações de causa e efeito ocorrem instantaneamente, algumas consequências só aparecem depois de certo tempo. O distanciamento temporal entre causa e efeito é chamado de atraso ou *delay*. Os atrasos são representados nos sistema por duas barras paralelas ao longo do relacionamento que produz o efeito com atraso.

Figura 5-Simbologia adotada para abordagem hard



Fonte: Autor

### 3.3 Elaboração dos Modelos

A fim de testar na prática o comportamento do sistema ao longo do tempo e avaliar o impacto de novas alternativas para solução de problemas, a DS busca construir modelos representativos do sistema. FORD (1999), sugere oito etapas para um modelo em DS, as quais serão referenciadas ao longo do texto:

- 1- Aquisição de conhecimento sobre o sistema;
- 2- Especificação do comportamento dinâmico (modo de referência);
- 3- Construção do diagrama de estoque e fluxo;
- 4- Construção do diagrama de laço causal;
- 5- Estimação de valores dos parâmetros;
- 6- Simulação do modelo;
- 7- Análise de sensibilidade;
- 8- Aplicação de testes de políticas.

A etapa 1, que diz respeito ao conhecimento sobre o sistema, já foi apresentada com as definições e referências ao longo do texto.



## 4 METODOLOGIA PROPOSTA

A proposta do presente trabalho visa à construção de um modelo que represente o comportamento do sistema elétrico nacional de forma simplificada, buscando apresentar o processo de formação do preço de liquidação das diferenças (PLD), bem como a influência da inserção da energia eólica no sistema. As principais variáveis inseridas no modelo são: Energia Natural Afluente (ENA), Energia armazenada (EAR), Carga de Energia, Geração termo, Geração hídrica, Geração eólica e PLD. A simulação foi realizada para um horizonte de doze anos, de 2003 a 2014, discretizados mês a mês, totalizando 144 meses.

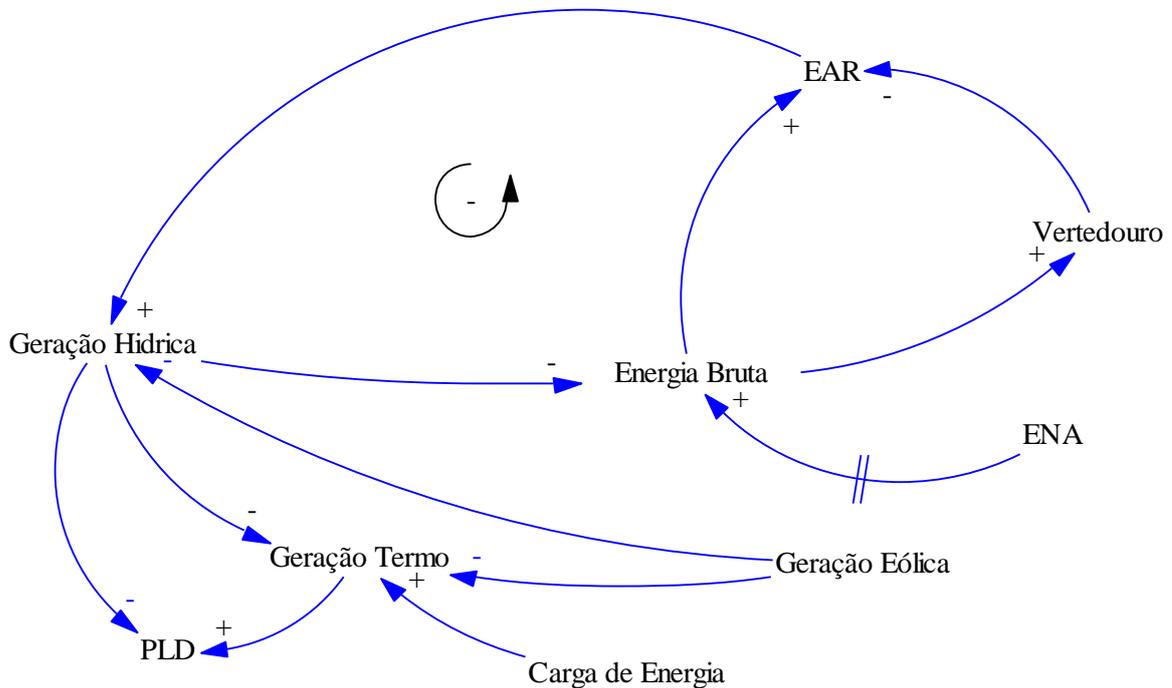
Os modelos matemáticos usados hoje para operar o sistema foram desenvolvidos quando o sistema possuía outras características e não levam em consideração alguns fatores como, por exemplo, a entrada de outras fontes de energia como a eólica. O aumento da complexidade do SIN tornou a confiabilidade de tais modelos duvidosa, exigindo assim a avaliação de novas políticas, a fim de complementar a metodologia já existente. É neste contexto que entra a proposta deste trabalho, que é avaliar diferentes estratégias para o planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro, com respostas rápidas e que seja flexível no seu manuseio e na formulação para solução de problemas.

Primeiramente foram elaborados os modelos individuais para cada subsistema: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste. Após, os modelos foram interligados para que se pudesse realizar o intercâmbio de energia entre eles.

### 4.1 Diagrama de Laço Causal

De acordo com os princípios expostos na descrição da Dinâmica de Sistemas, buscou-se a representação do sistema em estudo através, inicialmente, da identificação de suas variáveis relevantes. A construção do Diagrama de Laço Causal (DLC) consiste na etapa 4, definida por Ford (1999). A identificação de tais variáveis é um dos pontos básicos para a construção do modelo, além da determinação das causas e efeitos entre as variáveis. O DLC da Figura 6 fornece a estrutura básica de cada subsistema e uma visão qualitativa do problema de despacho de energia e formação do preço de mercado de curto prazo (PLD).

Figura 6-DLC do despacho de energia e da formação do PLD em um subsistema elétrico brasileiro



Fonte: Autor

Para uma melhor compreensão da dinâmica em estudo, analisa-se cada relação entre as variáveis, procurando encontrar a sua contribuição no problema. Começando pela *ENA* que possui uma influência direta sobre a *Energia Bruta*, isto é, na medida em que aumenta a *ENA*, que é dependente do regime hidrológico, também aumenta a *Energia Bruta* que representa toda a água recebida nos reservatórios, como consequência a energia vertida pelo *Vertedouro* aumenta, significando que há um desperdício de energia. Entretanto, quanto maior a *Energia Bruta* maior será a *EAR*, que é todo o volume de água armazenado nos reservatórios e disponível para as hidrelétricas.

Conforme aumenta a *ENA* aumenta a *EAR*, interferindo positivamente na *Geração Hídrica*, isto é, quanto maior a energia armazenada nos reservatórios maior será a geração de energia a partir de hidrelétricas. Com a *Geração Hídrica* alta a *Geração Termo* reduz fazendo com que o *PLD* também diminua, já que o *PLD* aumenta na medida em que as térmicas são despachadas. Porém, se a *Carga de Energia* for ampliada, o nível dos reservatórios começa a reduzir, contribuindo para um aumento da *Geração Termo* e consequentemente um aumento no *PLD*.

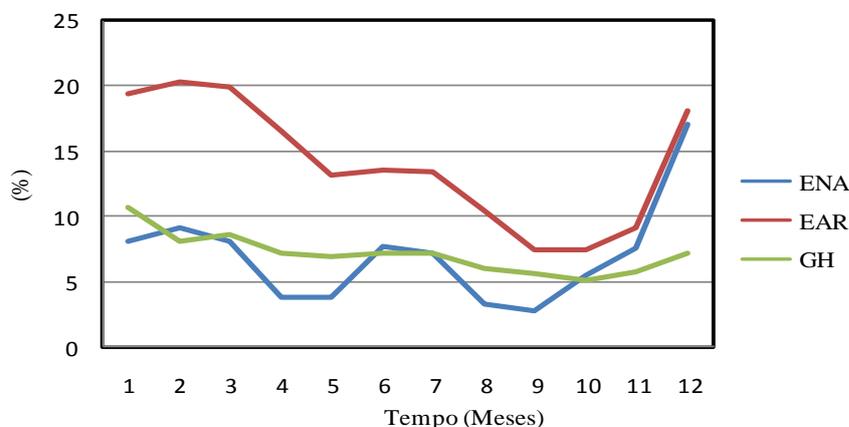
A *Geração Eólica* pode contribuir de duas formas diferentes no sistema. A primeira, quando está conectada a *Geração Hídrica*, contribui para um aumento da reserva, isto é,

quando há pouca água armazenada e a geração eólica está alta, permite que a *Geração Hídrica* diminua, atenuando o deplecionamento dos reservatórios. Já a segunda forma, é quando está conectada à *Geração Termo*, assim, ao invés desta complementar sozinha a *Geração Hídrica* a fim de suprir a *Carga de Energia*, a *Geração Eólica* também contribui, causando então uma queda no *PLD*. O *PLD* também é afetado pela *Geração Hídrica*, uma vez que aumentando a *Geração Hídrica*, a *Geração Termo* diminui contribuindo para uma queda no *PLD*.

Os laços de realimentação mostram como as ações podem reforçar ou equilibrar umas às outras. O sistema em estudo possui apenas um laço de realimentação negativa que indica um equilíbrio do sistema, isto é, há um crescimento oposto entre as variáveis deste laço. A presente seção conceituou o modelo desenvolvido. A seguir é apresentada a modelagem matemática do modelo em questão, que foi implementado com o auxílio do software Vensim<sup>®</sup> PLE versão 6.3, da Ventana Systemss.

O comportamento esperado do sistema foi obtido a partir da Figura 7 que apresenta a relação entre as principais variáveis do modelo. Analisando a figura pode-se observar que quando a ENA (curva em azul) e a EAR (curva em vermelho) estão altas, no período de dezembro a março, a Geração Hídrica (curva em verde) permanece alta. A Geração Hídrica é reduzida de abril a novembro, quando a ENA é baixa e conseqüentemente a EAR também é baixa. Os dados utilizados na Figura 7 são os dados históricos do ano de 2003 disponibilizados pelo ONS, normalizados em relação à Carga de Energia máxima para o SIN em 2014. Segundo (FORD,1999) esta é a etapa 2, que corresponde ao "Modo de referência" e permite ter uma ideia aproximada do comportamento dinâmico do sistema.

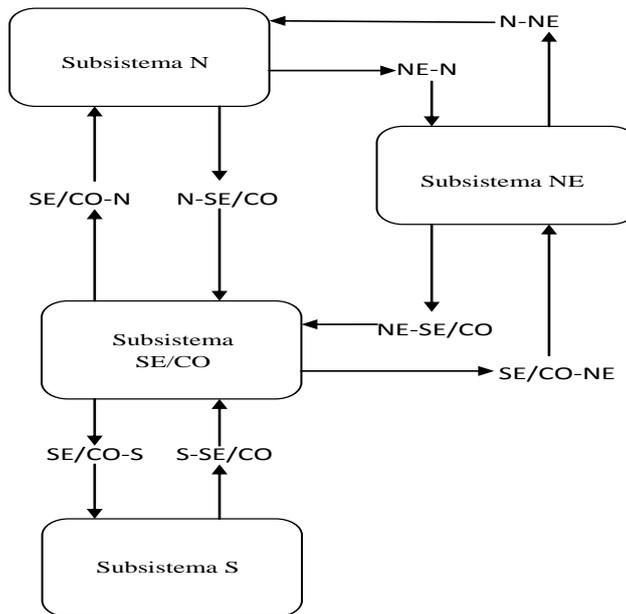
Figura 7- Gráfico base para o comportamento esperado do sistema



Fonte: Autor, com dados do NOS



Figura 9- Esquema de intercâmbio entre os subsistemas



Fonte: Autor

#### 4.2.1 Descrição das variáveis do modelo

A seguir são detalhadas as variáveis que compõem o modelo. As equações utilizadas para cada uma das variáveis estão expostas no Apêndice B.

1. **Energia Armazenada (EAR)** dada em MWmês: Essa variável representa toda a energia que fica armazenada no reservatório a cada intervalo de tempo e é regida pela seguinte relação: Se a Energia Bruta for maior que o tamanho do reservatório, a EAR será a Energia Bruta menos o Vertedouro, caso contrário se a Energia Bruta for menor que o tamanho do reservatório e maior que zero será o valor da Energia Bruta. A obtenção e os valores utilizados para tamanho dos reservatórios estão explicados na seção 4.2.3.
2. **Vertedouro** é a energia que será vertida, dada em MWmês: Se a Energia Bruta for maior que o tamanho do reservatório, então o Vertedouro será igual a Energia Bruta menos o tamanho do reservatório, se a Energia Bruta for menor que o tamanho do reservatório o vertedouro será igual a zero.

3. **Energia Bruta** é toda a energia que entra no reservatório menos a energia utilizada para geração hídrica, é dada em MWmês: É o Cenário ENA menos a Geração Hídrica dividida pelo Fator de ajuste para Geração Hídrica. Esta é uma variável de nível e precisa de um valor inicial, este valor é dado de acordo com o histórico de Energia armazenada para janeiro de 2003, normalizado em relação à Carga de Energia máxima do SIN em 2014 e multiplicado pelo tamanho do reservatório. Os valores para os subsistemas S, SE/CO,N e NE são respectivamente 9,67%,144,63%, 5,92% e 25,67%.
  
4. **Geração Hídrica** é a Geração de energia a partir de hidrelétricas é dada em MWmed, esta variável atende as seguintes regras para a determinação da Geração Hídrica:
  - I. Se ENA futura for maior que a ENA média futura e a EAR for maior que a EAR média mensal então a geração é máxima;
  - II. Se a ENA futura for maior que a ENA média futura e a EAR for menor que a EAR média mensal a geração é média;
  - III. Se a ENA futura for menor que a ENA média futura e a EAR for maior que a EAR média mensal a geração é média e
  - IV. Se a ENA futura for menor que a ENA média futura e a EAR for menor que a EAR média mensal a geração é mínima.Os valores de geração máxima, média e mínima para os quatro subsistemas estão expostos na Tabela 2.
  
5. **Sobra/Déficit:** Esta variável define se o subsistema é importador ou exportador de energia. Se o Total de geração for maior que a Carga de Energia o subsistema irá exportar energia, caso a Carga de Energia for maior que o Total de geração o subsistema será importador.
  
6. **Geração termo** dada em MWmed: Se a Carga de Energia for maior que a Geração Hídrica e se a diferença entre a Carga de Energia e a Geração Hídrica for menor que o máximo potencial térmico daquele subsistema, a Geração termo será a própria diferença se não será o potencial térmico. O potencial de geração de cada fonte e para cada subsistema está exposto na Tabela 1.



#### 4.2.2 Normalização dos dados

Nesta seção são estimados os valores dos parâmetros a ser utilizados no modelo, correspondente a etapa 5. Para uma correta interação entre os subsistemas foi necessário normalizar os dados para que ficassem na mesma base, os dados foram normalizados em relação à carga máxima de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN) para o ano de 2014. O percentual de geração de cada fonte foi definido a partir dos dados de projeção de potência instalada para cada subsistema obtidos do Plano de Operação Energética (PEN) 2013/2017 (ONS, 2013), normalizados em relação à Carga de Energia máxima do SIN. Os valores obtidos a partir do PEN e as normalizações estão expostos na Tabela 1.

Tabela 1-Projeção da capacidade instalada por fonte e por subsistema

Subsistema	TOTAL (MW)	Geração hídrica (MW)	(%)	Geração Térmica (MW)	(%)	Geração Eólica (MW)	(%)
SE/CO	68456	49180	71,81	10896	15,91	27	0,03
S	21325	14728	21,50	3232	4,71	1512	2,20
N	11831	9652	14,09	2043	2,98	0,0	0,0
NE	22086	10851	15,84	5755	8,40	4825	7,04

Fonte: Adaptado de Plano de Operação Energética 2013/2017

A partir desses dados também foi possível determinar o valor da geração hídrica máxima que é a capacidade instalada de Geração hídrica por subsistema dividido pela Carga de Energia máxima do SIN, a geração média que é 80% deste valor e a mínima que representa 60%. Esses valores são mostrados na Tabela 2.

Tabela 2-Percentagem de Geração Hídrica

Subsistema	Geração Máxima (%)	Geração Média (%)	Geração Mínima (%)
SE/CO	71,81	57,45	43,08
S	21,50	17,20	12,90
N	15,84	12,67	9,50
NE	14,09	11,27	8,45

Fonte: Autor

Devido às normalizações todos os valores do modelo estão representados através de porcentagem. Além destes dados também foram normalizados os limites de intercâmbio entre

os subsistemas, os dados foram obtidos a partir do ONS e normalizados em relação à Carga de Energia máxima, que se encontram na Tabela 3.

Tabela 3- Limites de intercâmbio entre os subsistemas

Subsistema	Limite de intercâmbio (MWmed)	Limite de intercâmbio normalizado(%)
S-SE	14500	21,17
SE-NE	1000	1,46
SE-N	3700	5,40
N-NE	3200	4,67

Fonte: ONS

#### 4.2.3 Fator de ajuste da geração hídrica e tamanho do reservatório

A variável Fator de Ajuste da Geração Hídrica representa o valor que será utilizado na relação entre a geração hídrica e a energia retirada do reservatório. O valor utilizado para esta variável foi obtido por experimentação juntamente com o tamanho do reservatório. Foram testados diversos valores tanto para o Fator de Ajuste quanto para o tamanho do reservatório e o melhor resultado foi aquele em que a curva de dados reais e dados simulados ficaram mais próximas, ou seja, com um erro médio menor. Para isto, foram utilizados dados históricos do primeiro ano de simulação (2003). Os valores encontrados para cada subsistema estão expostos na Tabela 4. Esta etapa consiste na etapa 7, onde é testada a sensibilidade do modelo, ou seja, se o modelo proposto atende a realidade do sistema.

Tabela 4- Fator de ajuste para geração hídrica e tamanho do reservatório

Subsistema	Fator de Ajuste para Geração Hídrica	Tamanho do Reservatório (%)	Erro médio (%)
Sul	2	100	2,66
Sudeste/Centro-Oeste	0,95	200	9,66
Norte	0,82	100	5,13
Nordeste	0,9	100	3,98

Fonte: Autor

#### 4.2.4 Variáveis de entrada do modelo de simulação

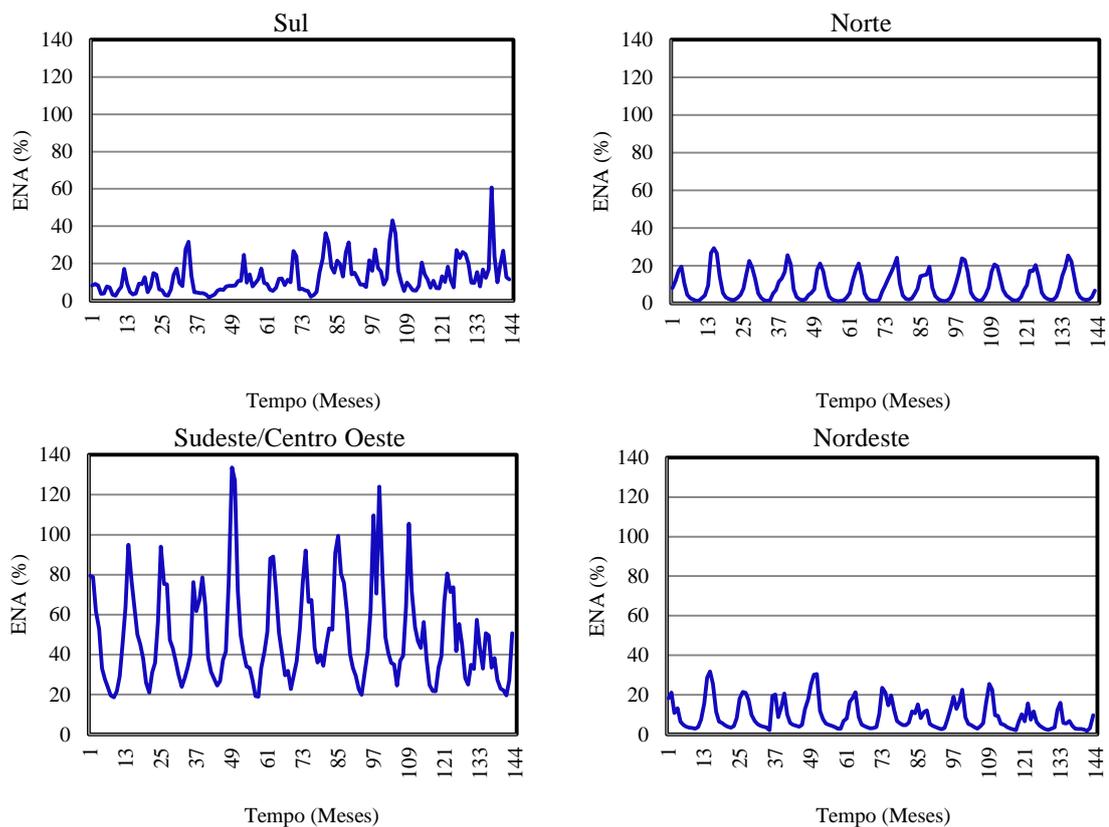
O modelo desenvolvido necessita de quatro variáveis de entrada que são a Energia Natural Afluyente (ENA), que é a energia proveniente das vazões naturais, chuvas, que chegam

aos reservatórios; a Carga de Energia, que é equivalente à integral das demandas em um determinado período de tempo; a Curva de Formação de Preço que expressa o custo de cada MW que entra em operação gerado pelas usinas térmicas; e a Geração Eólica. Todas essas variáveis são específicas para cada subsistema. Nesta seção é apresentada uma complementação da etapa 5.

- ENA

Os valores históricos são encontrados no site do ONS e são expressos em MWmédios. Os dados foram normalizados em relação ao máximo valor histórico da Carga de Energia no SIN para o ano de 2014, a Figura 11 ilustra o gráfico da evolução da ENA utilizado na simulação, o valor da ENA está expresso em porcentagem devido à normalização.

Figura 11-Histórico mensal da ENA em um horizonte de 12 anos

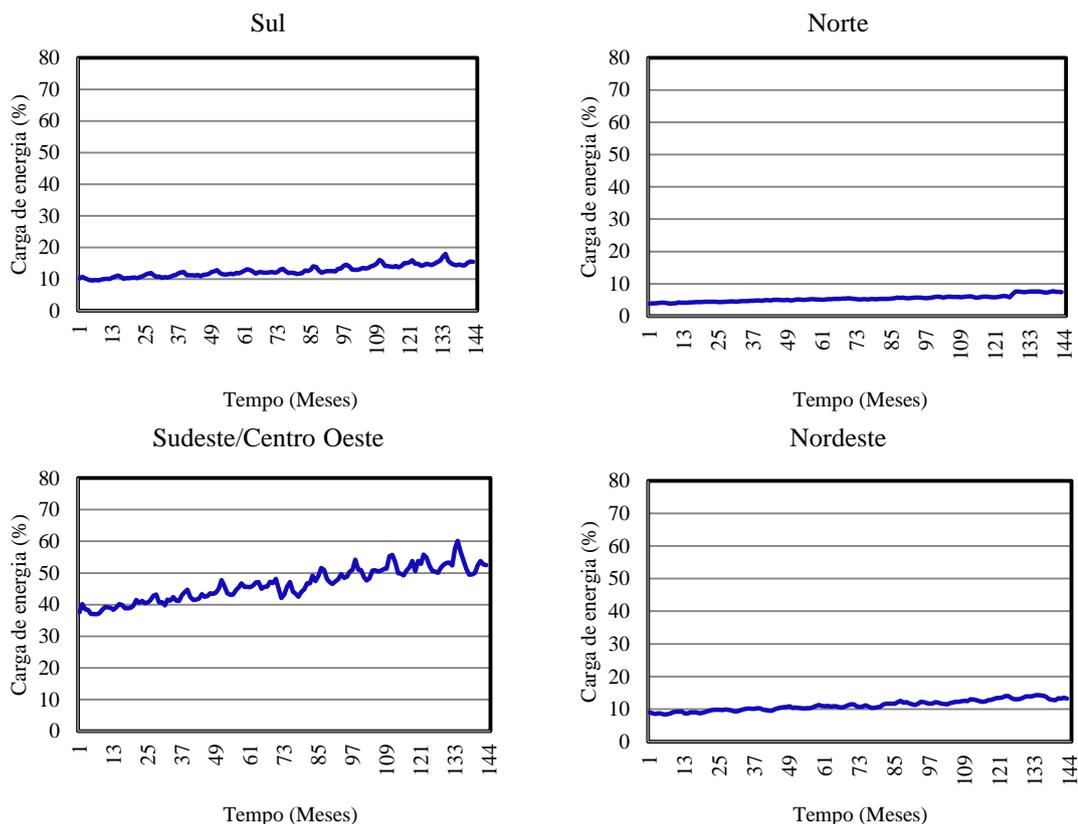


Fonte: Autor, com dados do ONS

- Carga de Energia

A Carga de Energia é obtida a partir do ONS e é expressa em MWmed. A normalização dos dados foi feita em relação à Carga de Energia máxima do SIN para o ano de 2014, os dados utilizados na simulação são apresentados na Figura 12.

Figura 12-Histórico mensal da Carga de Energia em um horizonte de doze anos

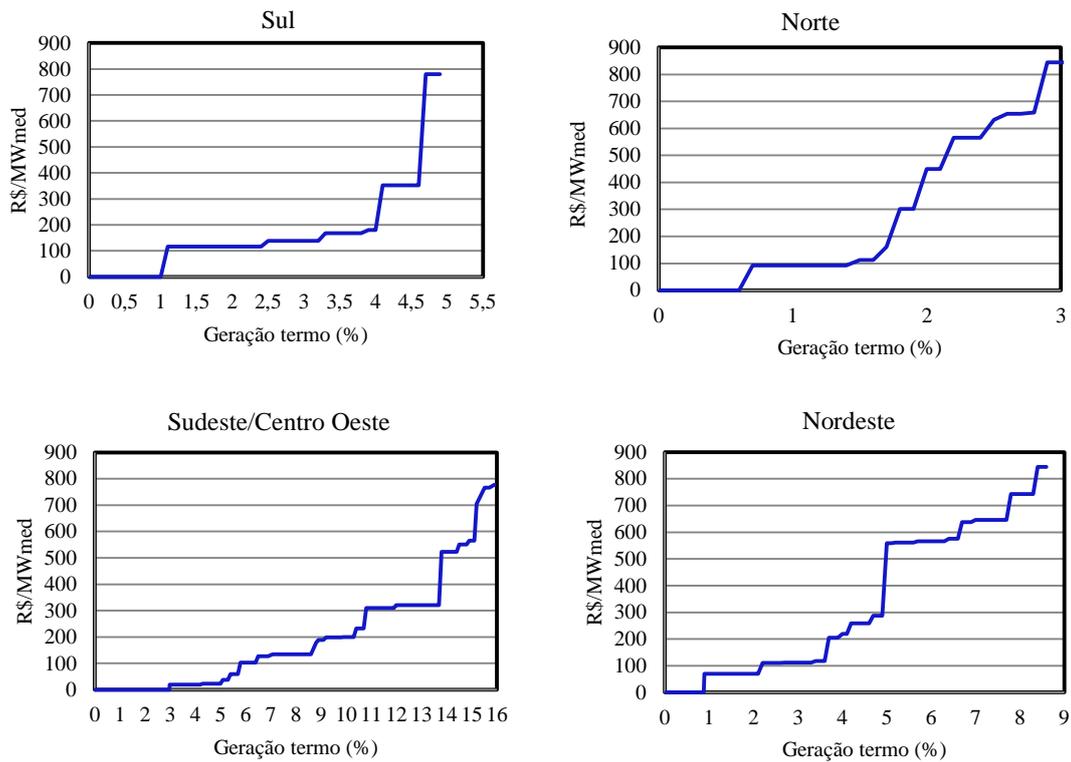


Fonte: Autor, com dados do ONS

- Curva de Formação de Preço

Os dados para a elaboração da curva de formação de preços foram obtidos a partir dos dados disponibilizados semanalmente pela Câmara de Comercialização de Energia (CCEE), que dispõe dos principais resultados do processamento do software DECOMP. A partir do Custo Variável Unitário (CVU) e da disponibilidade de cada usina térmica pode-se elaborar as curvas expostas na Figura 13. A curva de formação de preços é baseada nos dados disponibilizados para o ano de 2014. Para a correta adequação ao sistema os dados relativos à energia foram normalizados em relação ao máximo valor de cada série e após multiplicado pela porcentagem de geração térmica correspondente ao subsistema.

Figura 13-Curva de formação de preços por subsistema

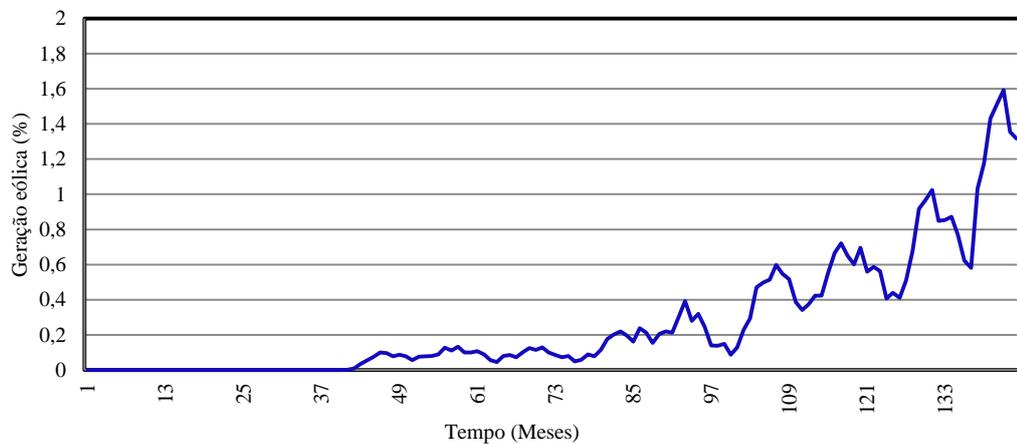


Fonte: Autor, com dados da CCEE

- Geração eólica

Outra variável de entrada no modelo é a geração eólica, cujos dados utilizados foram os dados históricos de geração do Sistema Interligado Nacional (SIN) para o ano de 2014 (Figura 14), os dados foram normalizados em relação a Carga de Energia máxima do SIN para o ano de 2014.

Figura 14- Curva de geração eólica



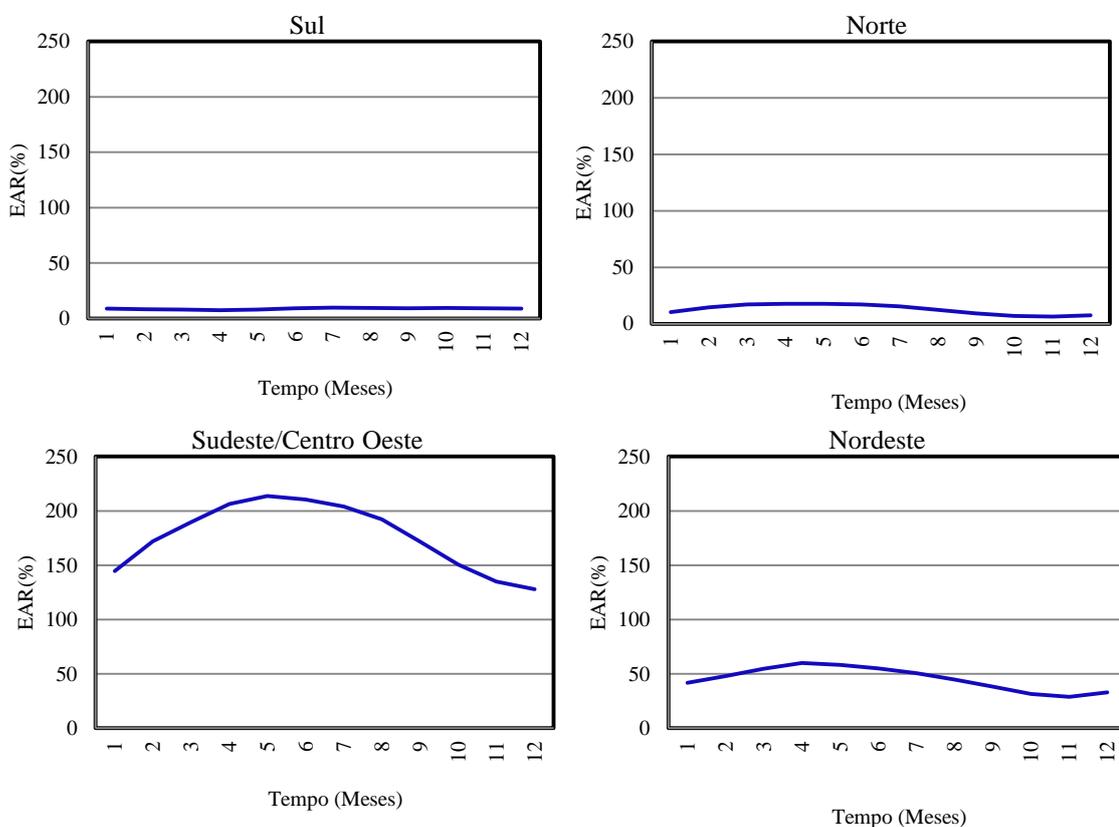
Fonte: Autor, com dados do ONS

A curva exposta na Figura 14 foi utilizada para os quatro subsistemas, em cada um a curva foi multiplicada pela porcentagem de participação da geração eólica da matriz elétrica no subsistema, como mostrado na Tabela 1.

- EAR média e ENA média futura

A variável EAR média(Figura 15) representa as médias históricas de Energia Armazenada para cada mês ao longo dos doze anos normalizadas em relação à Carga de Energia máxima do SIN.

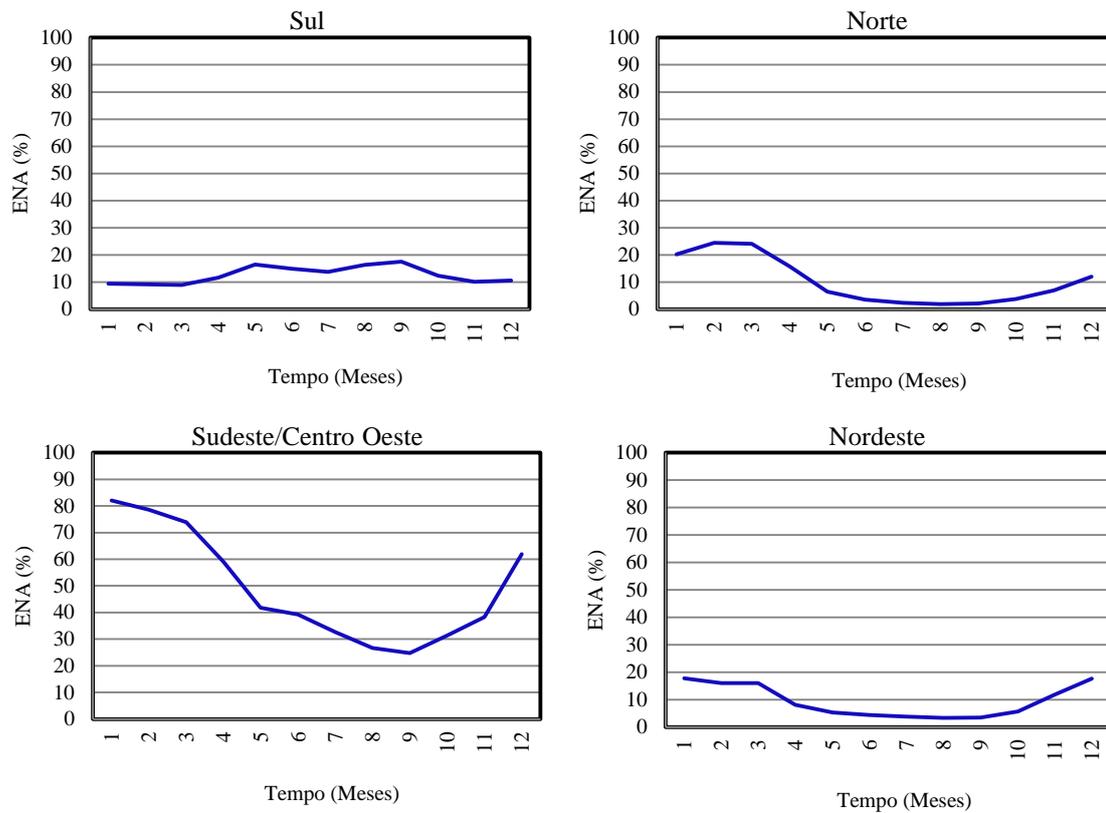
Figura 15-EAR média mensal por subsistema



Fonte: Autor

Enquanto que a ENA média futura (Figura 16) representa as médias históricas mensais de Energia Natural Afluyente, também normalizadas em relação à Carga de Energia máxima do SIN.

Figura 16- ENA média mensal futura por subsistema



Fonte: Autor

Na ENA média mensal futura o modelo enxerga sempre um mês à frente, emulando uma previsão da situação futura de ENA, semelhante a afluência determinística usada pelo DECOMP.

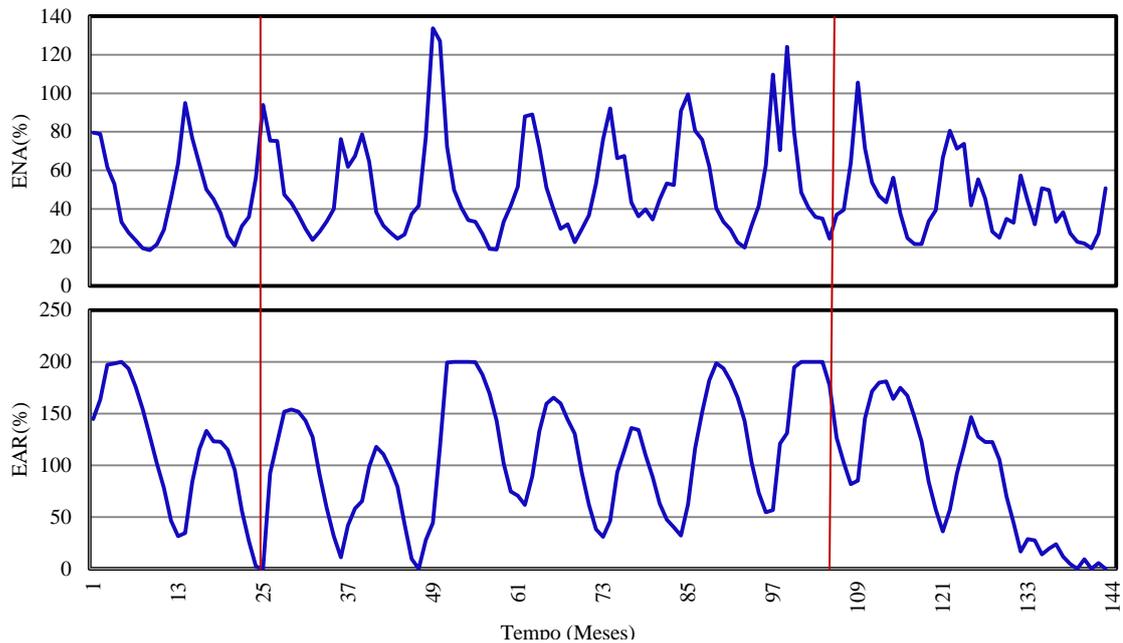
## **5 ANÁLISE E RESULTADOS DO MODELO DESENVOLVIDO PARA O SISTEMA HIDROTÉRMICOBRASILEIRO**

A partir da construção do modelo simplificado do despacho hidrotérmico tendo como base o sistema brasileiro, são feitas algumas análises. O principal objetivo do trabalho é obter o comportamento dos sistemas hidrotérmicos interligados, analisando a influência da inserção da energia eólica no PLD e na Energia Armazenada e, também, a influência do nível dos reservatórios no preço de curto prazo do mercado. Neste capítulo são apresentados os resultados das simulações que correspondem a etapa 6 da DS. Os resultados da simulação estão expostos nas figuras a seguir, onde o tempo está expresso em meses, sendo que o mês 1 representa janeiro de 2003 e o mês 144 dezembro de 2014. Primeiramente, o sistema será analisado somente com os dados históricos do Sistema Interligado Nacional inseridos no modelo, e em seguida serão testados alguns cenários de ENA e geração eólica, a fim de obter o comportamento do sistema.

Para uma melhor compreensão do sistema em estudo, inicialmente é analisado somente o subsistema Sudeste/Centro Oeste (os gráficos para os demais subsistemas se encontram nos Apêndices E,F e G), após são apresentados os resultados com os quatro subsistemas interligados para que se possa observar o intercâmbio entre eles.

As primeiras variáveis analisadas são a ENA e a EAR, pois há uma relação direta entre elas, como mostra a Figura 17. Para uma melhor análise do sistema, adotou-se dois pontos como exemplo, janeiro de 2005 representado pelo mês 25 no gráfico e o mês 105 que representa setembro de 2011, destacados com a linha vermelha. No primeiro ponto pode-se observar que apesar da ENA estar alta o nível do reservatório está zerado, isso acontece porque nos meses anteriores a ENA estava bem baixa o que ocasionou o deplecionamento completo do reservatório. No segundo ponto, existe um período de baixas afluências, em que a ENA permanece bem baixa, enquanto que a Energia Armazenada no reservatório está alta, isso se deve ao fato de que no período antecessor as afluências foram altas o suficiente para manter o reservatório cheio.

Figura 17-Relação entre ENA e EAR no subsistema SE/CO

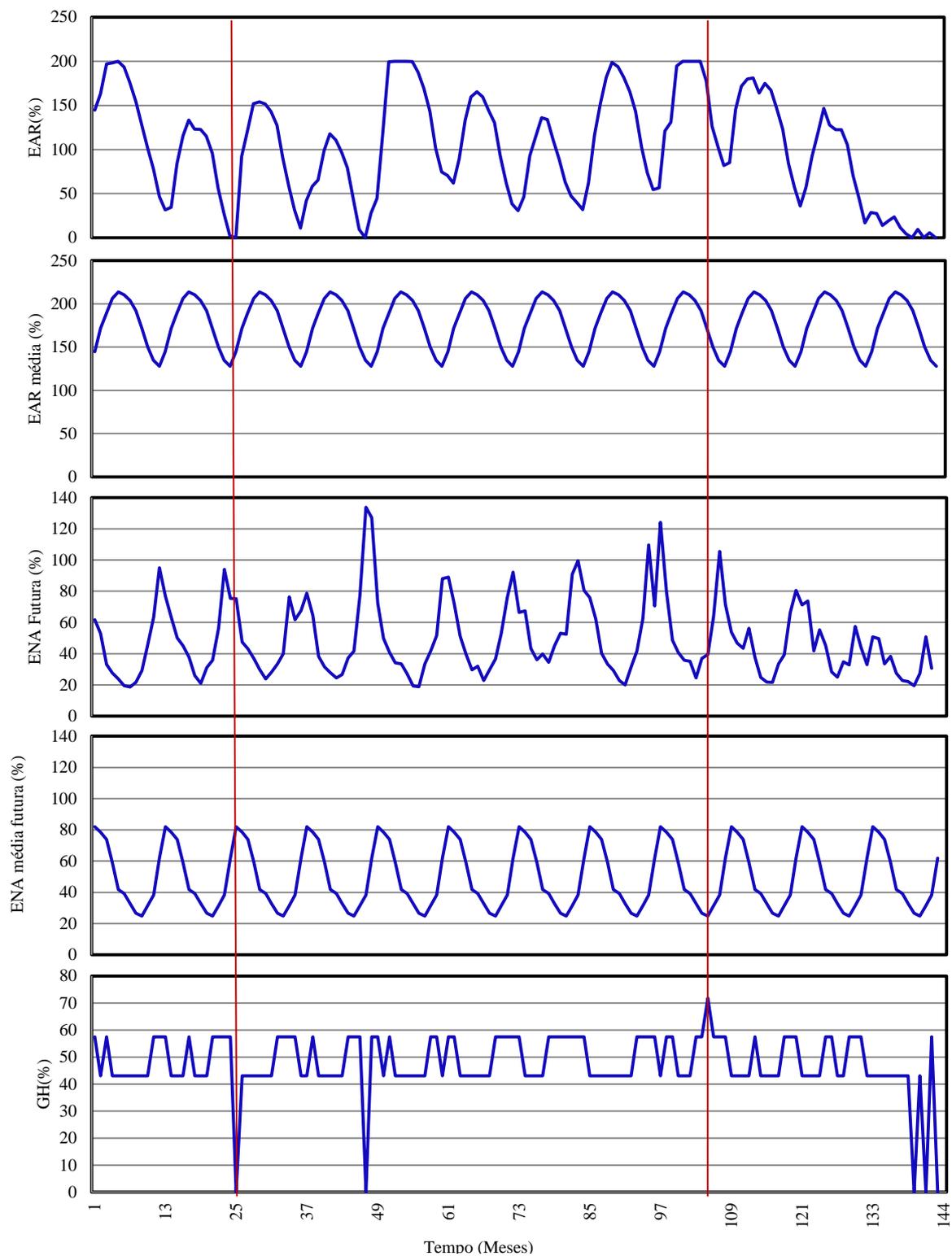


Fonte: Autor

Como mencionado na seção 4.2.1, o despacho da geração hídrica depende da ENA futura, da ENA média futura, da EAR e da EAR média futura. Assim, para uma melhor análise do sistema, as curvas das Figura 15 e Figura 16 para o subsistema SE/CO, representadas apenas para um ano, foram reproduzidas ao longo dos doze anos. Além dessas curvas a Figura 18 também mostra a curva de ENA futura, que nada mais é do que a curva de ENA com um adiantamento de um mês, e a Curva de Geração hídrica obtida a partir da simulação.

Analisando os mesmos pontos da Figura 17 se pode observar que no vigésimo quinto mês a geração hídrica permanece igual a zero, pois não há água para aproveitamento energético no reservatório. Enquanto que no nono ano, a geração hídrica atinge o seu valor máximo, isso porque a Energia armazenada no reservatório está maior que a EAR média para aquele período e a Energia Natural Afluente futura é maior que a ENA média futura, isto é, o reservatório está cheio e a afluência esperada para o próximo mês é acima da média. Com a energia armazenada no reservatório alta, o suprimento de energia elétrica é feito predominantemente por geração hidrelétrica, enquanto que com a EAR baixa, diminui-se o despacho hídrico visando recompor o reservatório.

Figura 18- Geração hídrica para o subsistema SE/CO

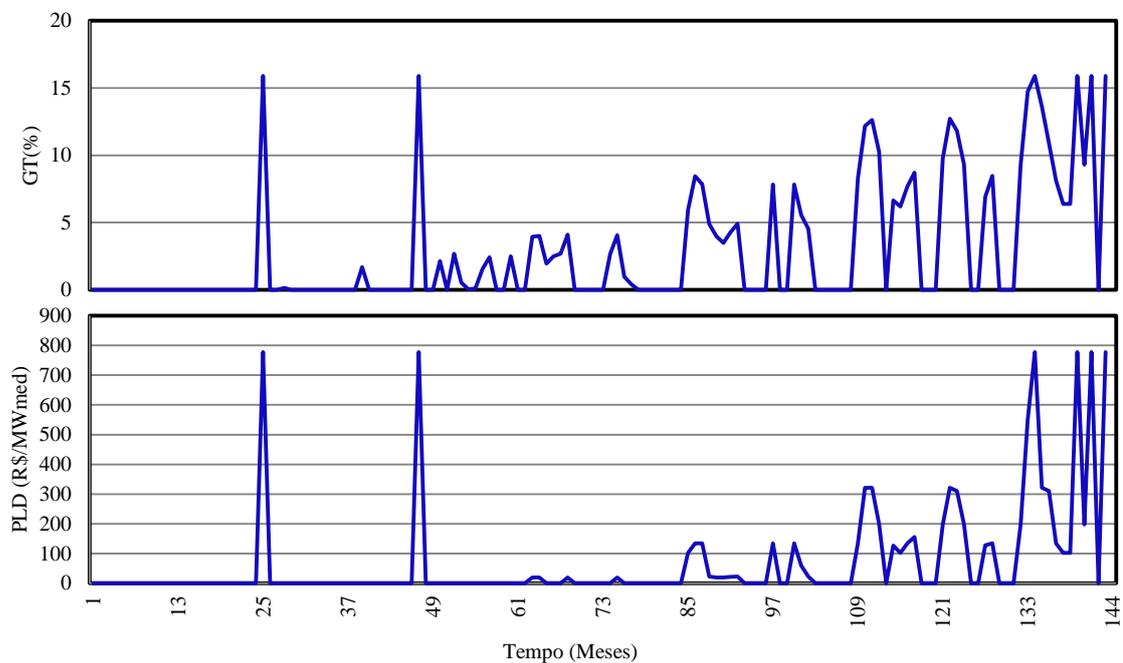


Fonte: Autor

O sistema foi modelado para que primeiramente a Carga de Energia seja atendida a partir da geração hídrica, em seguida caso as hidrelétricas não consigam atender toda a

demanda entram em operação as usinas térmicas. Com isso a geração térmica só vai ocorrer quando a carga de energia for maior que a geração hídrica disponível. A operação das usinas térmicas, além dos problemas ambientais que causam, contribui diretamente para o aumento do preço de curto prazo da energia. A Figura 19 mostra a relação entre geração térmica e PLD para o subsistema Sudeste/Centro Oeste, obtida a partir das simulações. Analisando a Figura 19 e comparando com a Figura 18, pode-se notar que os picos de PLD ocorrem quando a geração hídrica está baixa.

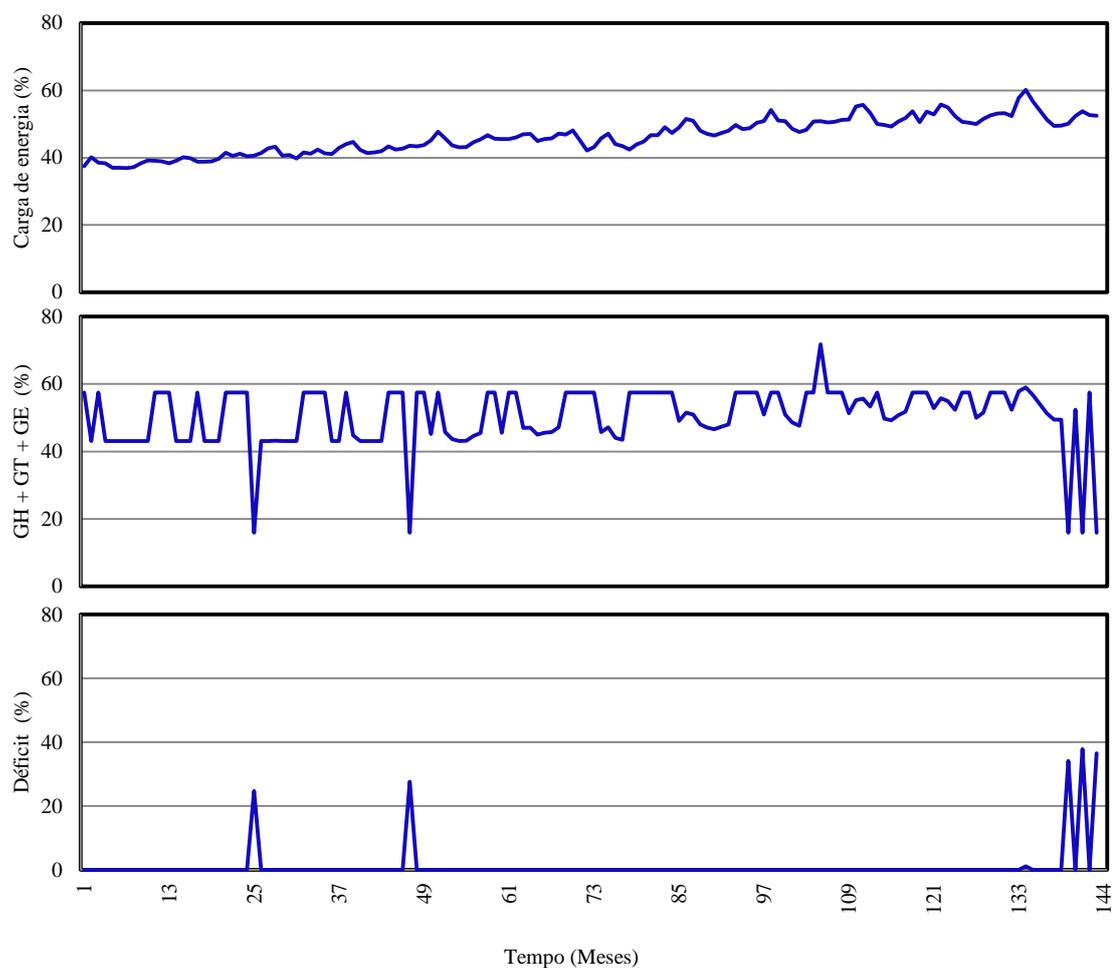
Figura 19- Geração térmica e PLD para o subsistema SE/CO



Fonte: Autor

Quando a geração hídrica somada à geração térmica e a geração eólica não forem capazes de atender toda a carga de energia, ocorrerá um déficit no sistema como mostra a Figura 20. Toda vez que ocorrer um déficit no sistema o PLD estará com seu preço teto, isto porque a geração térmica será máxima. O déficit representa uma falta de energia, ou seja, com o nível do reservatório baixo e Carga de Energia alta o sistema em estudo não é capaz de suprir a demanda de energia somente com as gerações hídrica e térmica existentes.

Figura 20- Déficit no subsistema SE/CO



Fonte: Autor

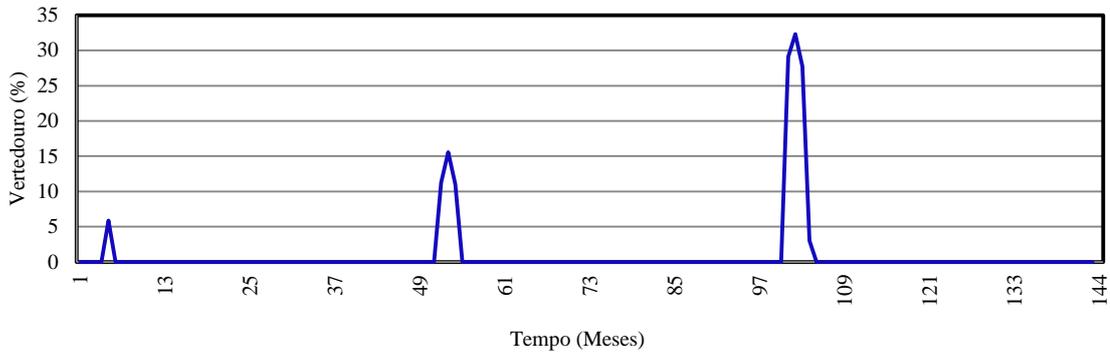
A geração total de energia não acompanha a curva de Carga de Energia, pois quando a demanda é menor do que a geração total há uma sobra de energia que é utilizada para a exportação para os demais subsistemas deficitários. A partir da Figura 20 pode-se observar que apesar do modelo não reproduzir o exato comportamento do sistema real, há uma grande semelhança com a realidade do sistema elétrico brasileiro, pois no último período que representa o ano de 2014 a geração total de energia diminui bastante, devido ao fato de ocorrer uma redução no volume de água armazenada no reservatório e, como consequência, o valor do PLD aumenta e se mantém no preço teto assim como no sistema real.

Outra variável analisada é o vertedouro que representa uma sobra de energia naquele sistema, ou seja, quando o volume de água ultrapassa o volume máximo do reservatório essa água excedente é vertida, o que representa um desperdício de energia para o sistema elétrico.

Na Figura 21 está exposto o gráfico de vertimento para o subsistema SE/CO, fazendo uma comparação desta figura com a Figura 18 pode-se observar que o vertimento ocorre

sempre após um período com afluições elevadas. Apesar de o reservatório estar cheio e vertendo água a geração hídrica no mês de vertimento nem sempre é máxima, isso porque o modelo está prevendo um período de baixas afluições no futuro.

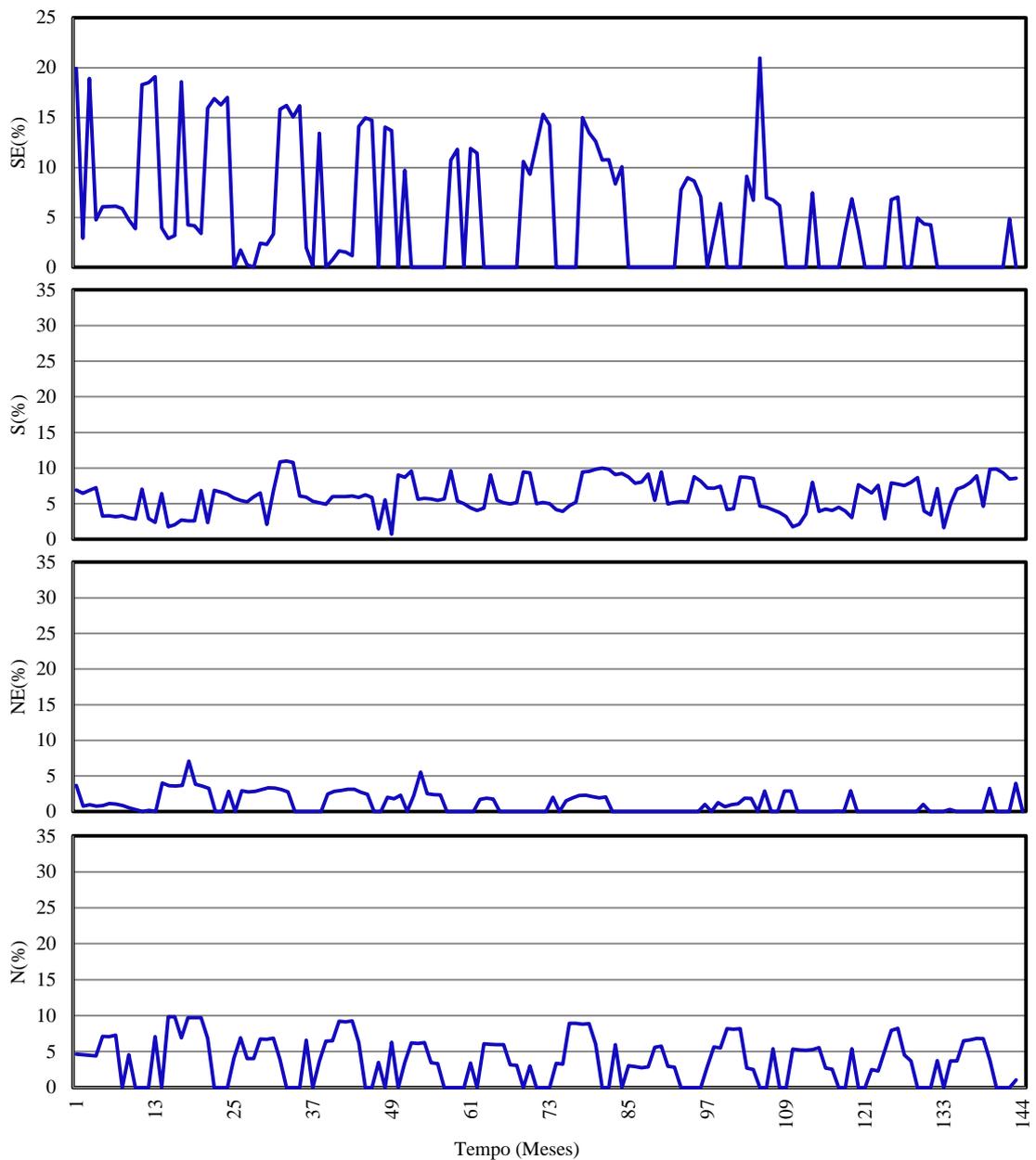
Figura 21- Vertedouro subsistema SE/CO



Fonte: Autor

Após a compreensão da dinâmica do modelo para cada subsistema, exemplificado pelo subsistema SE/CO, apresenta-se a integração entre os subsistemas e o intercâmbio de energia entre eles. A primeira variável a ser analisada é a sobra que representa o quanto de energia aquele determinado subsistema pode exportar. A Figura 22 mostra o excedente de energia e quanto cada subsistema pode exportar. Essa variável está relacionada com o total de geração e a Carga de Energia, isto é se a Carga de Energia for menor que a geração total, esse subsistema poderá exportar a energia excedente para o subsistema com déficit.

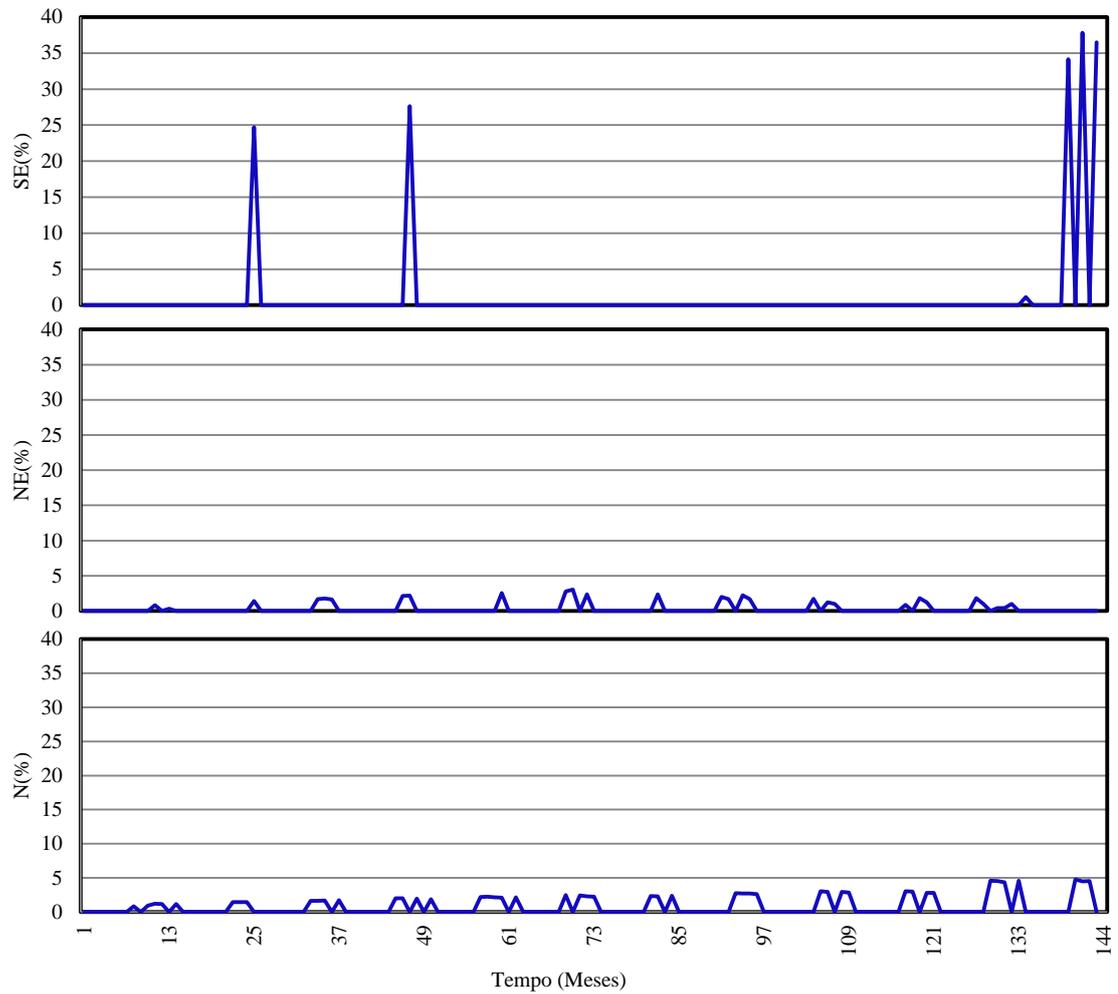
Figura 22- Sobra de energia nos quatro subsistemas



Fonte: Autor

Outra variável que define o intercâmbio de energia é o déficit(Figura 23), o subsistema só irá importar energia se o déficit for maior que zero. O gráfico para o subsistema Sul não é apresentado, pois não houve déficit em nenhum período.

Figura 23- Déficit nos quatro subsistemas



Fonte: Autor

Para a realização do intercâmbio de energia foi necessário adotar algumas regras de prioridade para atendimento dos subsistemas deficitários, essas regras foram definidas com base em dados históricos. As ordens de importação para cada subsistema estão expostas na Tabela 5 e as equações utilizadas para as importações se encontram no Apêndice C.

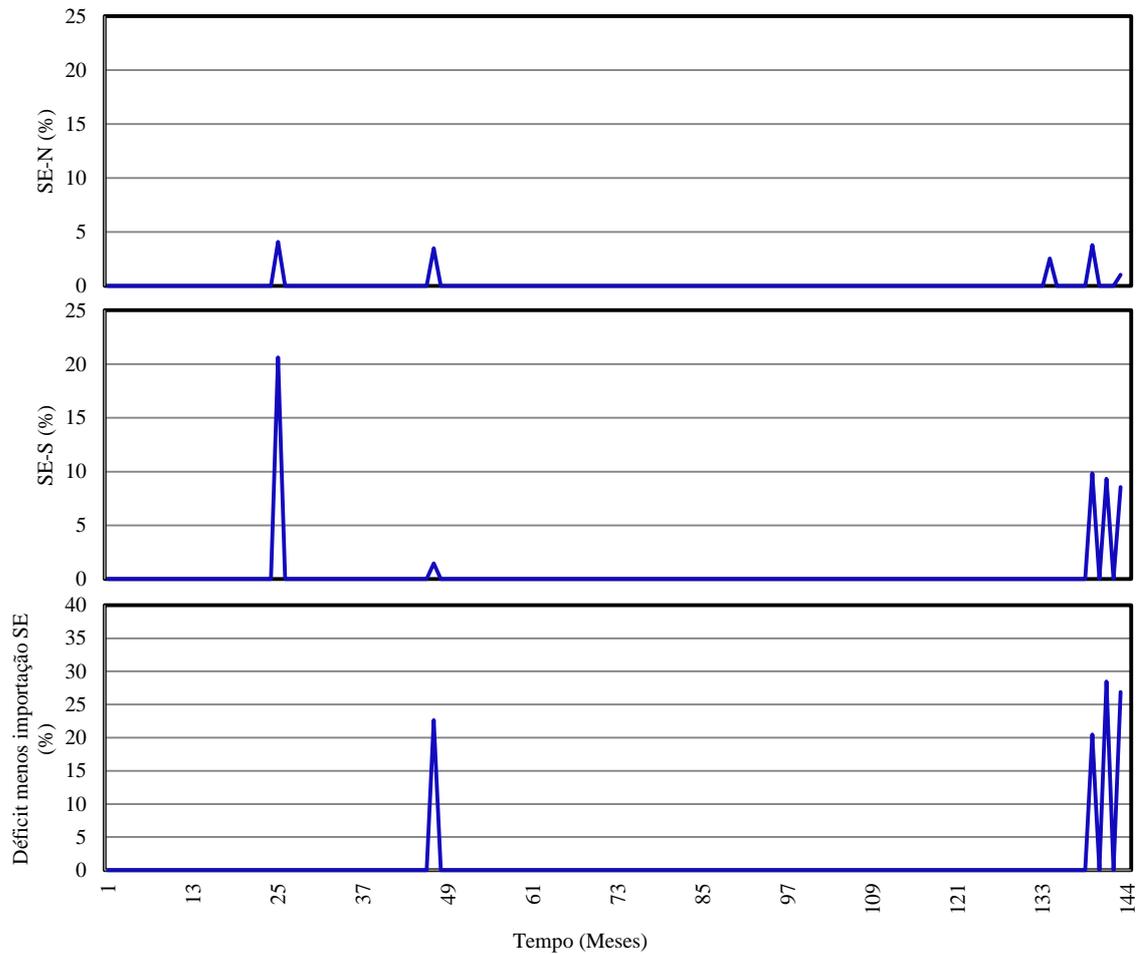
Tabela 5- Ordem de importação

Subsistema Importador	Subsistema Exportador			
	SE	S	NE	N
SE		2	3	1
S	1			
NE	2			1
N	1		2	

Fonte: Autor

A partir dos dados da Tabela 6 pode-se obter os valores de intercâmbio entre os subsistemas e também a consequência dessa transferência de energia no déficit. A seguir são apresentados os resultados obtidos por subsistema. Os gráficos para o subsistema S não são apresentados devido ao fato desse sistema não apresentar déficit e, conseqüentemente, não importar energia. Na Figura 24 estão expostos os gráficos para o subsistema SE/CO, pode-se observar que o déficit diminuiu consideravelmente após a importação de energia e que o subsistema que mais contribui no SE/CO foi o S, pois o limite de intercâmbio entre esses subsistemas é maior. O subsistema NE não exportou energia para o SE/CO, pois não existia sobra de energia nos períodos de déficit.

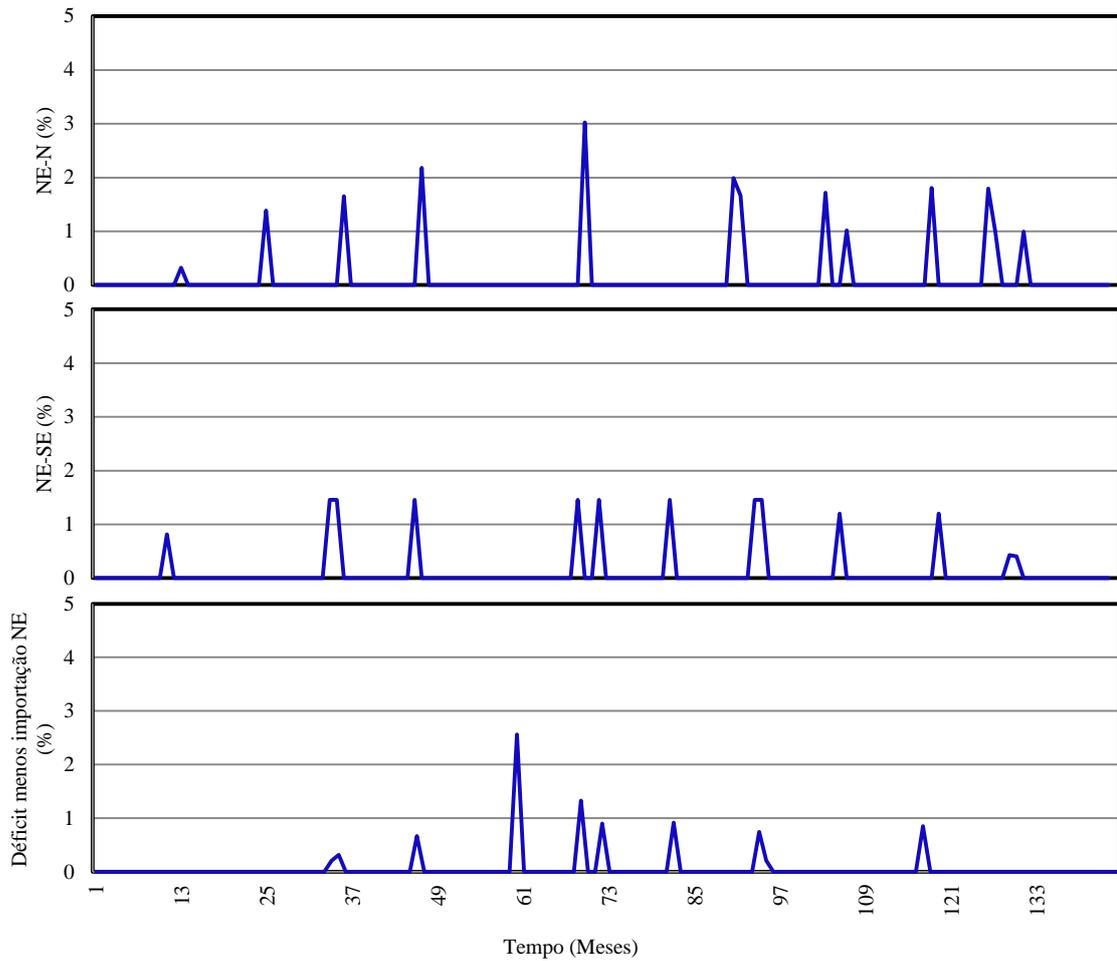
Figura 24- Resultado da importação no subsistema SE



Fonte: Autor

Comparando a Figura 25, onde estão expostos os gráficos para a região NE, com a Figura 22 pode-se observar que mesmo quando os subsistemas exportadores estão com um grande excedente de energia o subsistema importador permanece com déficit, esse fato ocorre devido às restrições de intercâmbio das linhas de transmissão. Analisando a Figura 25 observa-se que a exportação de energia está quase sempre no limite de intercâmbio.

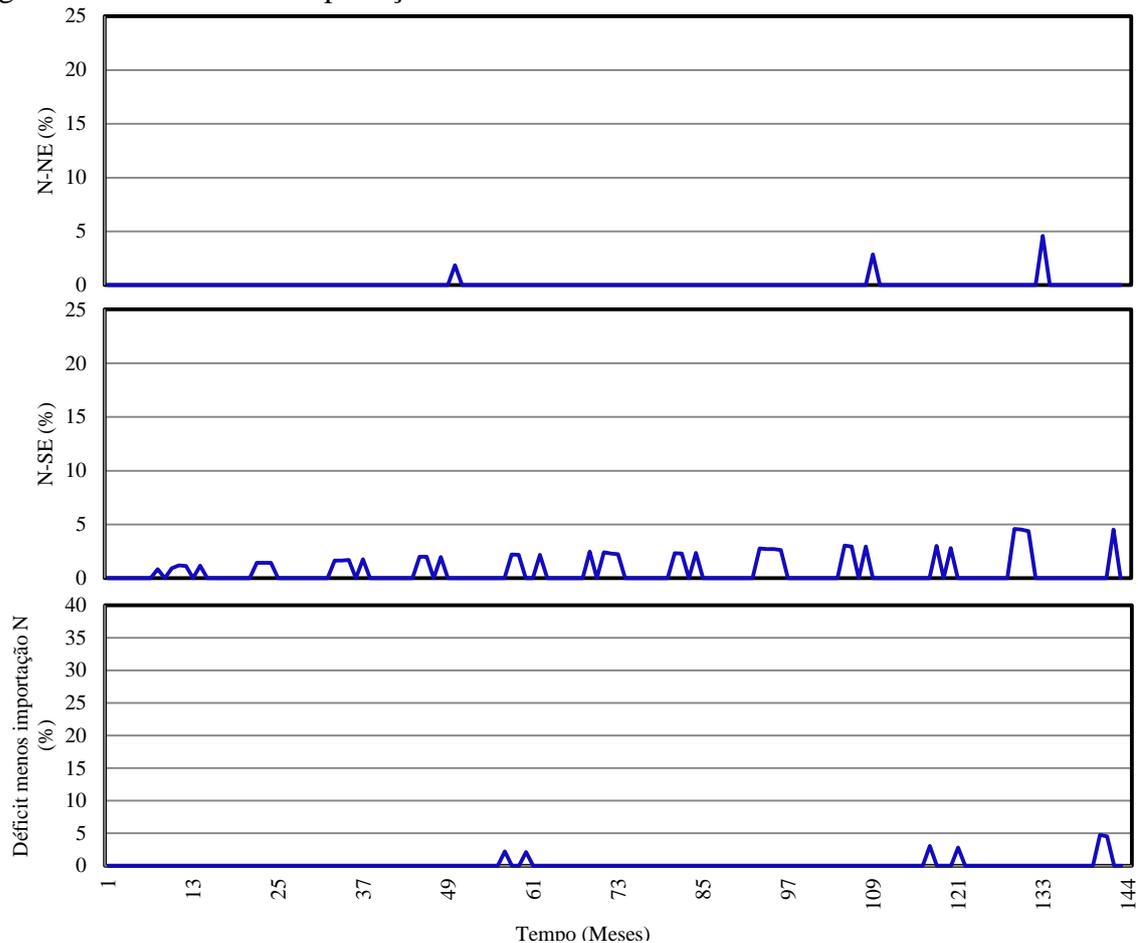
Figura 25- Resultado da importação no subsistema NE



Fonte: Autor

De acordo com a ordem de prioridade definida para o subsistema N, a importação de energia ocorrerá primeiramente do SE/CO, como mostram os gráficos (Figura 26). Analisando essa figura pode-se observar que o subsistema SE/CO é capaz de suprir grande parte do déficit da região N.

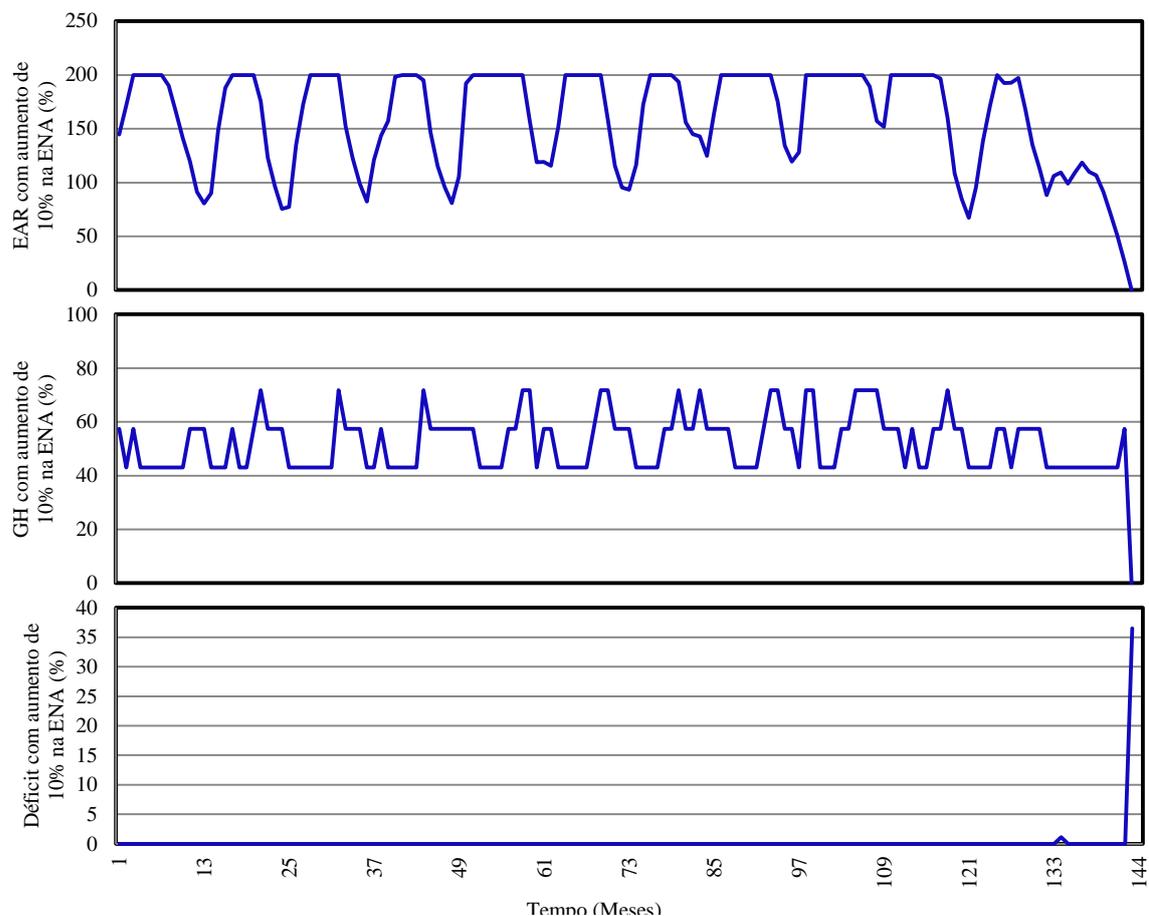
Figura 26- Resultado da importação no subsistema N



Fonte: Autor

Após analisar o comportamento do sistema com os dados históricos do SIN, testaram-se alguns cenários de ENA e Energia eólica. Esta corresponde a etapa 8 do processo de modelagem da DS, onde são feitas aplicações de testes no modelo. Inicialmente aplicou-se uma taxa de crescimento constante de 10% na Energia Natural Afluenta do subsistema SE/CO, pois este subsistema é responsável por mais de 70% da geração hídrica do país. Na Figura 27 estão expostos os gráficos de Energia Armazenada, geração hídrica e déficit para esse cenário, fazendo uma comparação com as Figura 20, onde é mostrado o déficit para a região SE/CO e Figura 18 onde são mostrados os gráficos da EAR e GH, pode-se observar que quando o cenário de ENA é otimista, com um aumento de 10%, a Energia Armazenada aumenta e conseqüentemente a geração hídrica, que antes atingiu o seu valor máximo somente no ano de 2012, alcança o valor máximo em vários meses ao longo do período em estudo, com isso o déficit diminui consideravelmente em relação ao déficit com os dados históricos, permanecendo alto somente no último ano, devido às baixas afluências que mesmo com um aumento de 10% não foram capazes de evitar o déficit.

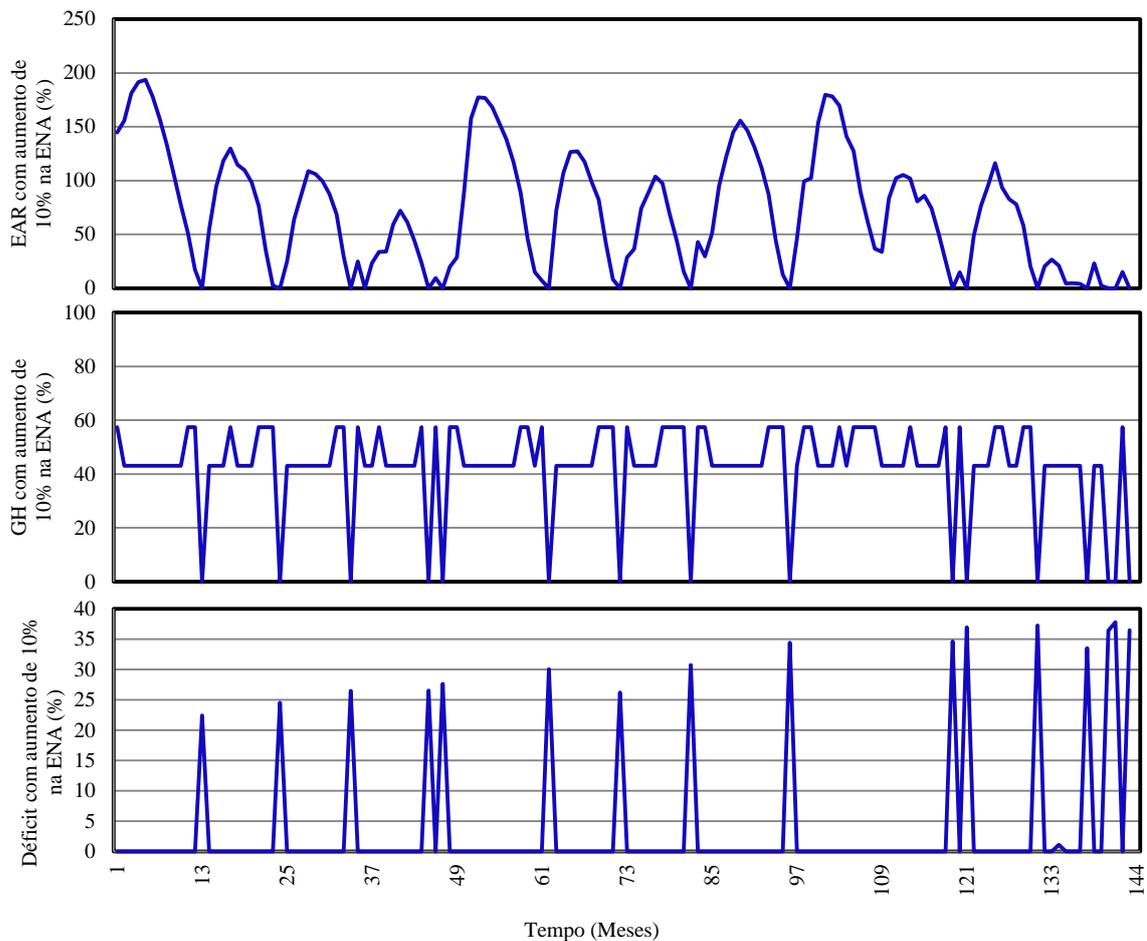
Figura 27- EAR, GH e Déficit para o subsistema SE/CO com aumento de 10% na ENA



Fonte: Autor

Após a obtenção dos resultados para um cenário otimista para ENA, aplicou-se uma redução de 10% para a obtenção de um cenário pessimista. Pode-se observar que no cenário pessimista o reservatório não alcança o seu valor máximo em nenhum período e, além disso, por diversas vezes chega à zero, isso contribui para que a geração hídrica não alcance o seu valor máximo e durante alguns meses permaneça em zero. Sem água no reservatório, não é possível gerar energia a partir de hidrelétricas e como a geração térmica por si só não consegue atender toda a demanda, ocorre o déficit. Comparando as Figura 27 e Figura 28 pode-se observar que com um acréscimo ou uma redução de apenas 10% na Energia Natural Afluyente o sistema passa de uma situação com déficit praticamente nulo para uma onde ocorrem diversas situações com falta de energia.

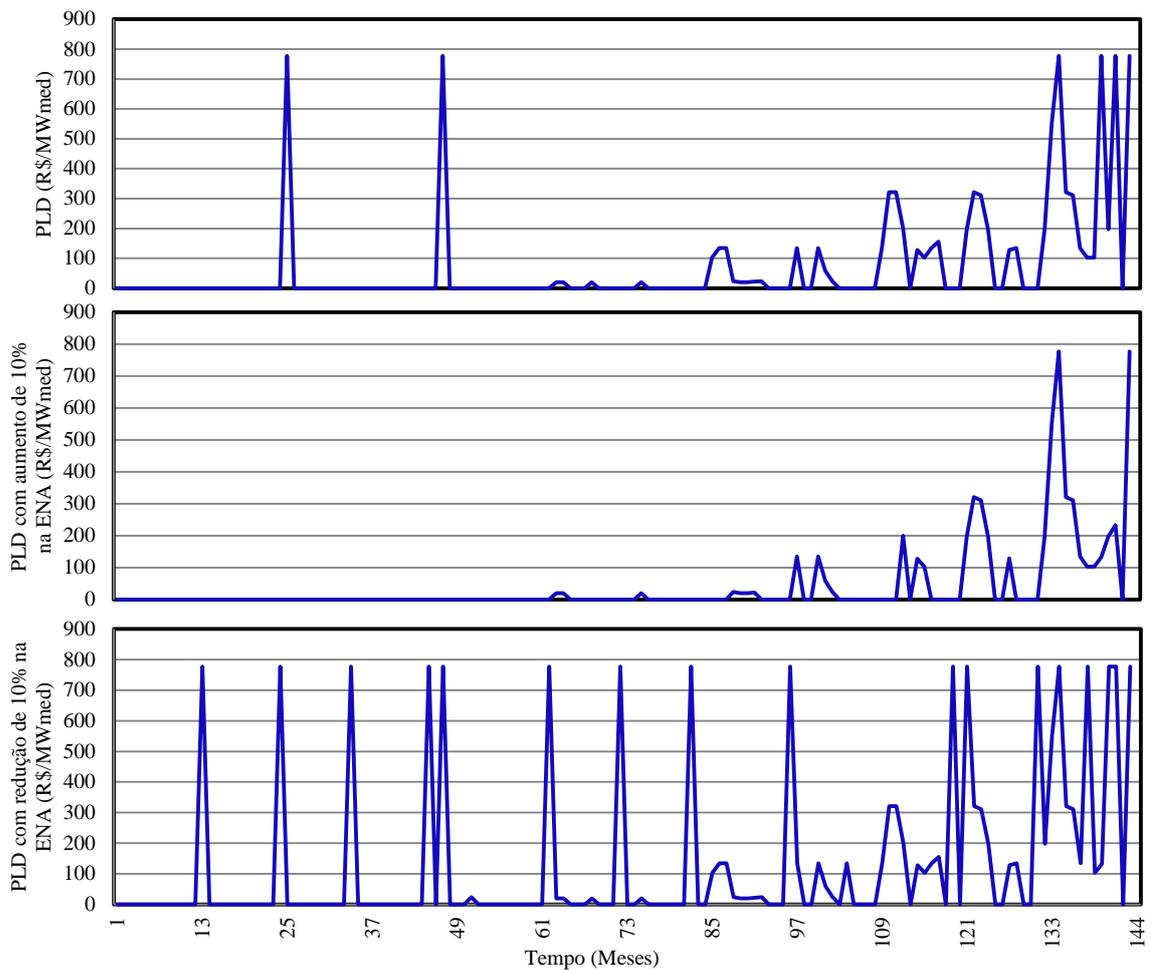
Figura 28- EAR, GH e Déficit para o subsistema SE/CO com redução de 10% na ENA



Fonte: Autor

Outra variável que é diretamente influenciada pelo aumento da ENA é o PLD, pois se não há água armazenada no reservatório para geração hídrica as usinas térmicas precisam entrar em operação a fim de atender a carga de energia e conseqüentemente há um aumento no PLD. Analisando a Figura 29 pode-se observar que a ENA é bastante significativa para o PLD. Com o aumento de 10% na ENA foi possível reduzir o PLD e em alguns meses não foi preciso utilizar as usinas térmicas para atender a carga de energia, com isso o PLD caiu para zero, como, por exemplo, nos meses 26 e 48, onde o PLD passou do preço máximo para zero. Já com a redução de ENA o PLD atingiu o preço teto em diversos meses ao longo dos 12 anos de estudo.

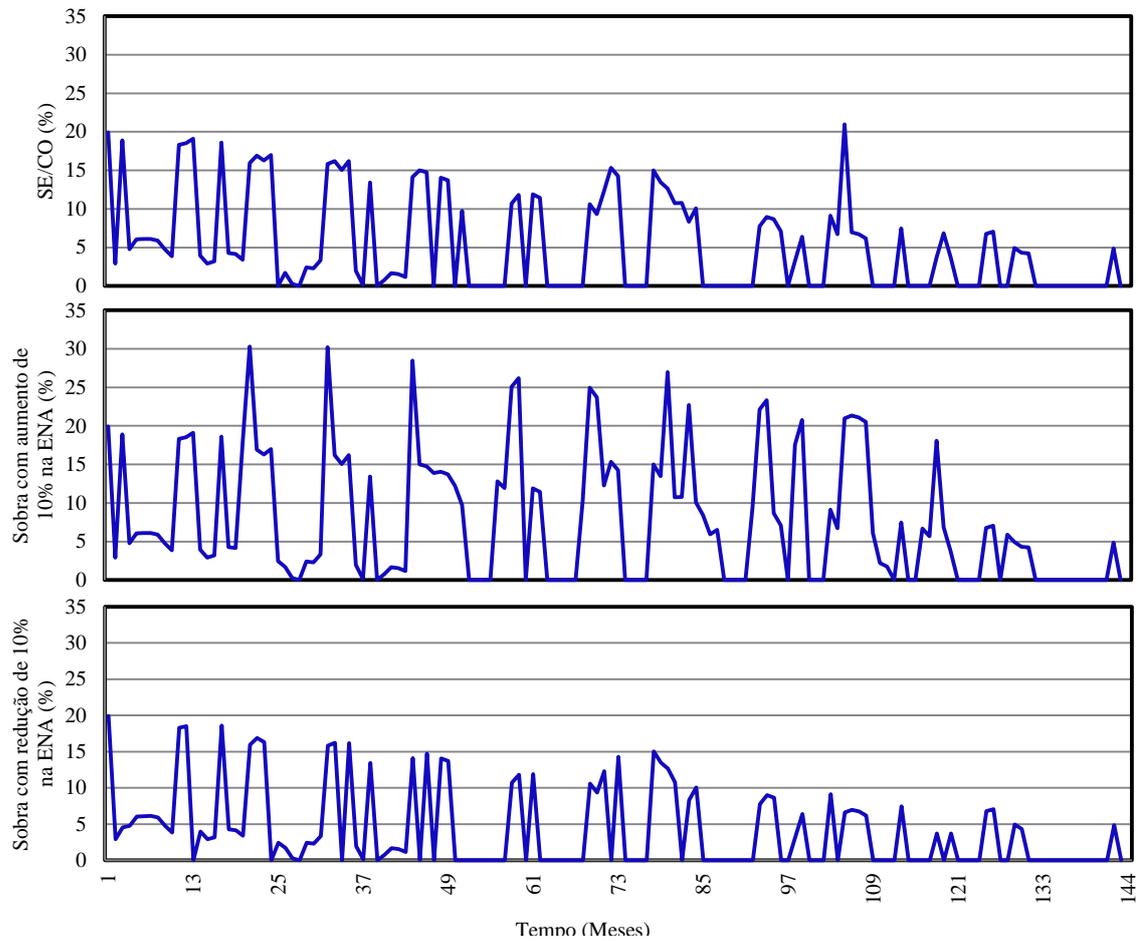
Figura 29- Comparativo de PLD para o subsistema SE/CO com cenários de ENA



Fonte: Autor

Esses dois cenários de ENA no subsistema SE/CO também refletiram nos outros subsistemas, através da variável sobra (Figura 30), quando o cenário de ENA é otimista a sobra de energia no SE/CO é bem maior do que quando o cenário é pessimista, isso faz com que a exportação desse sistema seja menor quando a ENA é baixa, fazendo com que esse subsistema contribua menos com os outros subsistemas deficitários.

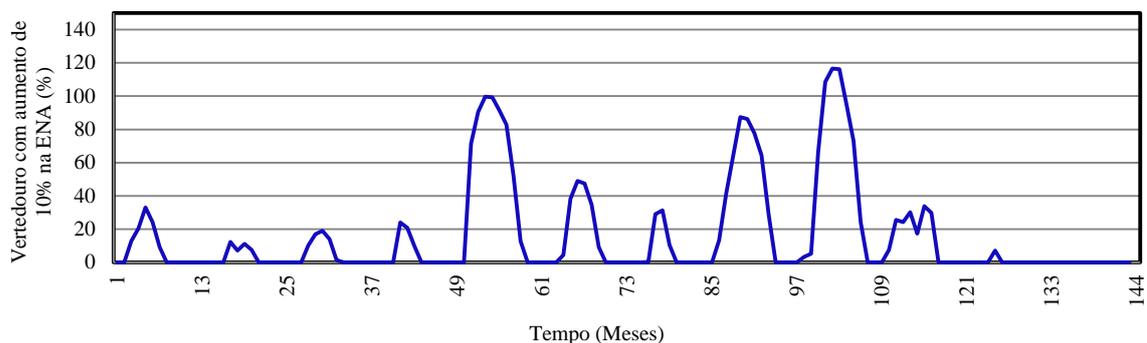
Figura 30- Comparativo de sobra de energia no subsistema SE/CO com cenários de ENA



Fonte: Autor

Outra importante variável a ser analisada é o vertedouro, que representa o quanto de água não está sendo aproveitado para geração hídrica, com os dados históricos do SIN ocorreu vertimento no SE/CO apenas três vezes ao longo dos doze anos, enquanto que com a redução da ENA o subsistema não apresentou nenhuma situação de vertimento. Por outro lado, quando se aplicou o cenário otimista, ocorreram diversas situações de vertimento como mostra a Figura 31. Essa situação demonstra que o sistema poderia ter utilizado mais água para geração de energia nos meses anteriores ao vertimento, evitando assim o desperdício dessa energia e também o uso das usinas térmicas.

Figura 31- Vertedouro para o subsistema SE/CO com aumento na ENA



Fonte: Autor

Após a aplicação de diferentes cenários de ENA, buscou-se realizar alguns testes com a inserção da energia eólica no sistema. Hoje no Brasil, a inserção da energia eólica no despacho de energia é feita em tempo real e visa apenas o acumulo de água no reservatório. Por exemplo, se os reservatórios estão cheios e existe uma geração eólica alta, desligam-se as usinas térmicas, caso tenha pouca água nos reservatórios e geração eólica alta, desligam-se as usinas hidrelétricas. Porém, com o aumento da participação dessa fonte na matriz de energia elétrica brasileira, o despacho de energia eólica precisa ser adequadamente planejado, a fim de contribuir no preço da energia e no armazenamento de água nos reservatórios. Todos os gráficos mostrados até o momento foram obtidos com a energia eólica sendo descontada da energia térmica. Neste caso a inserção da energia eólica atua para diminuir o uso das térmicas e assim conter o aumento do PLD, entretanto dessa forma a geração eólica não contribui com o armazenamento dos reservatórios. Devido a este fato, buscou-se fazer alguns testes com essa fonte de energia sendo descontada da geração hídrica para que assim a porcentagem de participação da energia eólica no SIN seja refletida no armazenamento dos reservatórios. Como a participação da energia eólica é praticamente nula nos subsistemas SE/CO e N, as modificações no modelo foram realizadas apenas nos subsistemas S e NE. A Tabela 6 mostra os resultados para as duas formas de inserção da energia eólica no sistema, os resultados estão expressos a partir da média para os 12 meses em estudo.

Tabela 6- Comparativo com as diferentes formas de inserção da energia eólica no modelo

Subsistema	Geração eólica descontada da Geração termo				Geração eólica descontada da Geração hidro			
	EAR (%)	Déficit (%)	PLD (R\$/MWmed)	Sobra (%)	EAR (%)	Déficit (%)	PLD (R\$/MWmed)	Sobra (%)
NE	12,71	0,31	173,34	1,27	22,41	0,16	305,12	2,36
S	62,46	0	0	6,02	62,64	0	0,80	5,64

Fonte: Autor

Analisando a Tabela 6 pode-se observar que quando a geração eólica entra no balanço com a geração hídrica há um aumento médio no PLD de 131,78 R\$/MWmed, porém há um aumento na Energia Armazenada e uma redução no déficit. Além disso, a sobra de energia no subsistema NE passa de 1,12% para 2,36%. O decaimento na sobra de energia no subsistema S pode ser explicado pelo fato de que esse subsistema permanece com o reservatório com volume máximo a partir do oitavo ano em estudo e a participação da energia eólica começa a ser significativa a partir do nono ano, portanto qualquer economia de água nesse período para esse subsistema não será sentida já que não há mais espaço para armazenar essa água. O pequeno aumento na EAR nesse subsistema acontece antes do oitavo ano, onde já existe uma pequena participação da energia eólica.

Outro teste realizado foi aumentar a participação da energia eólica nos subsistemas SE/CO e NE. A escolha pelo subsistema SE/CO vem do fato de que, com base no atlas eólico (Atlas de Energia Elétrica) esse subsistema possui grande potencial para geração eólica, além de poder fornecer energia para os outros três. O subsistema NE também foi escolhido por possuir o maior potencial eólico do Brasil e também, de acordo com as simulações, possuir elevados déficits. A Tabela 7 mostra um comparativo entre as duas formas de inserção da energia eólica para esses dois subsistemas com a porcentagem de participação para o ano de 2014. Os dados estão expressos pela média dos 12 anos em estudo. Analisando a tabela pode-se observar que para o subsistema NE quando a geração eólica é descontada da geração hídrica, como mencionado anteriormente, há um aumento na EAR, no PLD e na sobra de energia e uma redução no déficit, enquanto que para o subsistema SE/CO não há significativas mudanças nos valores devido à participação da geração eólica nesse subsistema ser muito baixa.

Tabela 7- Comparativo entre as formas de inserção da energia eólica para os subsistemas SE/CO e NE

Subsistema	Geração eólica descontada da Geração termo				Geração eólica descontada da Geração hidro			
	EAR (%)	Déficit (%)	PLD (R\$/MWmed)	Sobra (%)	EAR (%)	Déficit (%)	PLD (R\$/MWmed)	Sobra (%)
SE/CO	104,11	1,12	71,35	5,26	104,32	1,12	71,67	5,27
NE	12,71	0,31	173,34	1,27	22,41	0,16	305,12	2,36

Fonte: Autor

Após esse comparativo utilizando os valores históricos da participação da energia eólica, aplicaram-se alguns cenários de porcentagem de energia eólica nos dois casos de inserção. A partir da porcentagem de participação da energia eólica em 2014, 0,03% para o subsistema SE/CO e 7,04% para o subsistema NE, que representam respectivamente 27 e 4825 MW de potência instalada, foram acrescentados percentuais de 0,5, 1, 2 e 5% em toda a curva de geração eólica mostrada na Figura 14. Os resultados obtidos estão expostos nas Tabela 8 e Tabela 9, onde o acréscimo de potência instalada representa o quanto de energia deveria ser instalado além da capacidade já presente na matriz.

Tabela 8- Cenários de participação da energia eólica para o subsistema SE/CO

Participação de energia eólica (%)	Acréscimo de capacidade instalada de GE (MW)	Forma de inserção da energia eólica	EAR (%)	Déficit (%)	PLD (R\$/MWmed)	Sobra(%)
0,53	315,41	GE-GT	104,11	1,10	69,69	5,31
		GE-GH	106,62	0,86	73,19	5,30
1,03	657,83	GE-GT	104,11	1,08	67,64	5,36
		GE-GH	109,28	0,85	75,39	5,37
2,03	1342,66	GE-GT	104,11	1,05	63,11	5,45
		GE-GH	110,97	0,84	78,21	5,53
5,03	3397,15	GE-GT	104,11	0,96	49,65	5,73
		GE-GH	119,87	0,37	96,68	6,08

Fonte: Autor

Comparando a Tabela 7 com a Tabela 8 pode-se observar que em ambos os casos de inserção, conforme a participação da energia eólica aumenta, diminui o déficit e aumenta a sobra de energia no subsistema, porém quando compara-se a porcentagem de redução do déficit com a GE-GT e GE-GH pode-se notar que a queda no déficit é bem maior, em torno de 0,75% no valor médio, quando a GE é descontada da GH, enquanto que quando a GE é descontada da GT a redução é somente 0,16%, porém quando comparamos o valor do PLD

nota-se que no caso da GE-GT há uma redução de 21,7 R\$/MWmed, enquanto que no caso da GE-GH há um aumento de cerca de 25,01 R\$/MWmed no valor médio do PLD. A principal vantagem no caso de GE-GH é o aumento na Energia armazenada, no caso do subsistema SE/CO mesmo com um aumento de 5% na participação da energia eólica na matriz do subsistema, a capacidade instalada total (3.424,15 MW) continua baixa quando comparado a capacidade instalada de geração hídrica (68.456 MW), contudo esse aumento de geração eólica já representa uma economia de energia no reservatório de 15,55% no valor médio de armazenamento. No subsistema NE (Tabela 9) essa economia não foi tão significativa (cerca de 6,61%) devido ao fato desse subsistema possuir uma capacidade de armazenamento de água menor. Enquanto o SE/CO possui uma capacidade de geração hídrica de 71,81% o subsistema NE possui uma capacidade de apenas 15,84%, de acordo com a Tabela 1.

Tabela 9- Cenários de participação da energia eólica para o subsistema NE

Participação de energia eólica (%)	Acréscimo de capacidade instalada de GE (MW)	Forma de inserção da energia eólica	EAR (%)	Déficit (%)	PLD (R\$/MWmed)	Sobra(%)
7,54	342,41	GE-GT	12,71	0,18	169,02	1,32
		GE-GH	23,62	0,16	304,04	2,49
8,04	681,03	GE-GT	12,71	0,17	162,16	1,37
		GE-GH	23,75	0,14	304,37	2,53
9,04	1365,86	GE-GT	12,71	0,15	153,87	1,49
		GE-GH	25,18	0,13	306,01	2,75
12,04	3420,35	GE-GT	12,71	0,12	133,38	1,96
		GE-GH	29,02	0,11	321,33	3,22

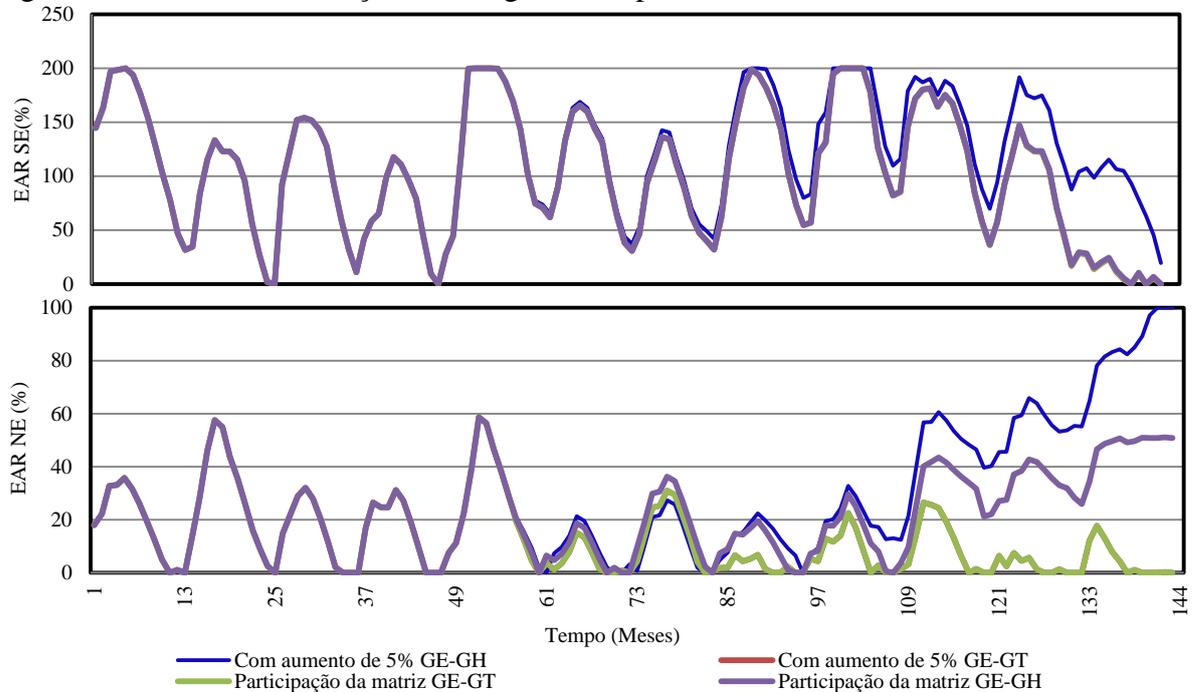
Fonte: Autor

Analisando a Tabela 9, pode-se observar que a principal desvantagem de GE-GH é o aumento no PLD, isso se explica pelo fato de que com uma menor geração hídrica é necessário mais geração térmica para atender a demanda, no caso do subsistema NE nota-se que o PLD apresentou um aumento de 16,21 R\$/MWmed, enquanto que no caso de GE-GT apresentou uma redução de 39,96 R\$/MWmed. Para esse subsistema em ambos os casos houve um aumento da energia excedente, utilizada para o intercâmbio.

Para uma melhor visualização da inserção da energia eólica no sistema a seguir são apresentados os gráficos de Energia Armazenada e PLD para os dois subsistemas em análise. Na Figura 32 estão expostos os gráficos de Energia Armazenada, no primeiro gráfico estão os resultados para o subsistema SE/CO, onde as curvas de GE-GT, GE-GH para a porcentagem

de energia eólica do ano de 2014 e também a curva de GE-GT com acréscimo de 5% estão sobrepostas. A curva em azul representa o caso de GE-GH com acréscimo de 5% na geração eólica. Analisando esta curva e comparando com a curva exposta na Figura 14 pode-se notar que a partir do nono ano, onde a participação da geração eólica é mais expressiva, há um aumento na curva de energia armazenada, assim como para o subsistema NE, em que as curvas sobrepostas são as curvas onde a geração eólica é descontada de geração térmica, ou seja, as curvas em verde e vermelho. A partir desta, através dos gráficos onde os resultados estão expressos mês a mês, nota-se que a participação da energia eólica é relevante para armazenar energia no sistema.

Figura 32- EAR com a inserção da energia eólica para os subsistemas SE/CO e NE

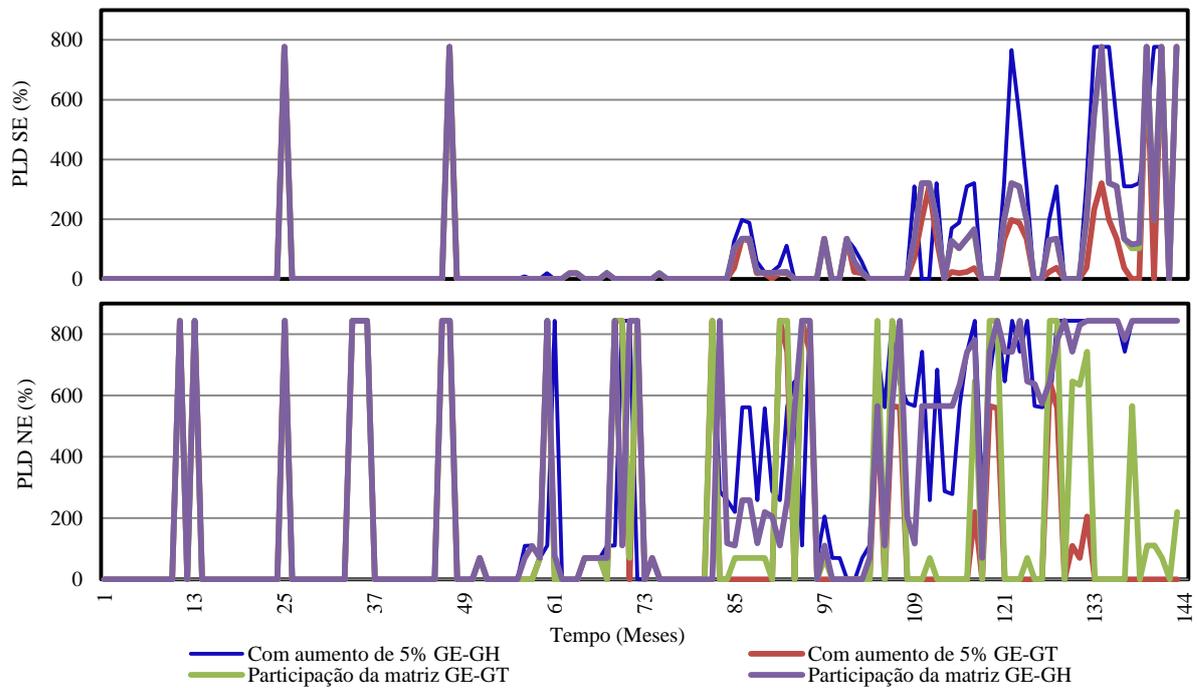


Fonte: Autor

Outra variável que é sofre grande influência pela forma em que a geração eólica é inserida no sistema é o PLD. Na Figura 33 estão expostos os resultados para os dois subsistemas em análise. No primeiro gráfico, onde estão expostos os dados para o subsistema SE/CO, as curvas com dados de geração eólica do ano de 2014 estão sobrepostas, pois a participação da geração eólica na matriz desse subsistema é muito inexpressiva, porém quando aumenta-se essa participação para 5% no caso de GE-GT pode-se observar que há uma redução no valor do PLD (curva em vermelho) em relação as curvas com dados históricos (curvas verde e roxa). Enquanto que quando adiciona-se 5% no caso de GE-GH o valor do PLD aumenta (curva em azul). Para o subsistema NE está claro no gráfico que com a

inserção da geração eólica sendo descontada da geração hídrica há um aumento na curva do PLD (curvas em roxo e azul), enquanto que no caso da geração eólica descontada da geração térmica, quanto maior a participação de geração eólica menores serão os valores de PLD (curvas em vermelho e verde).

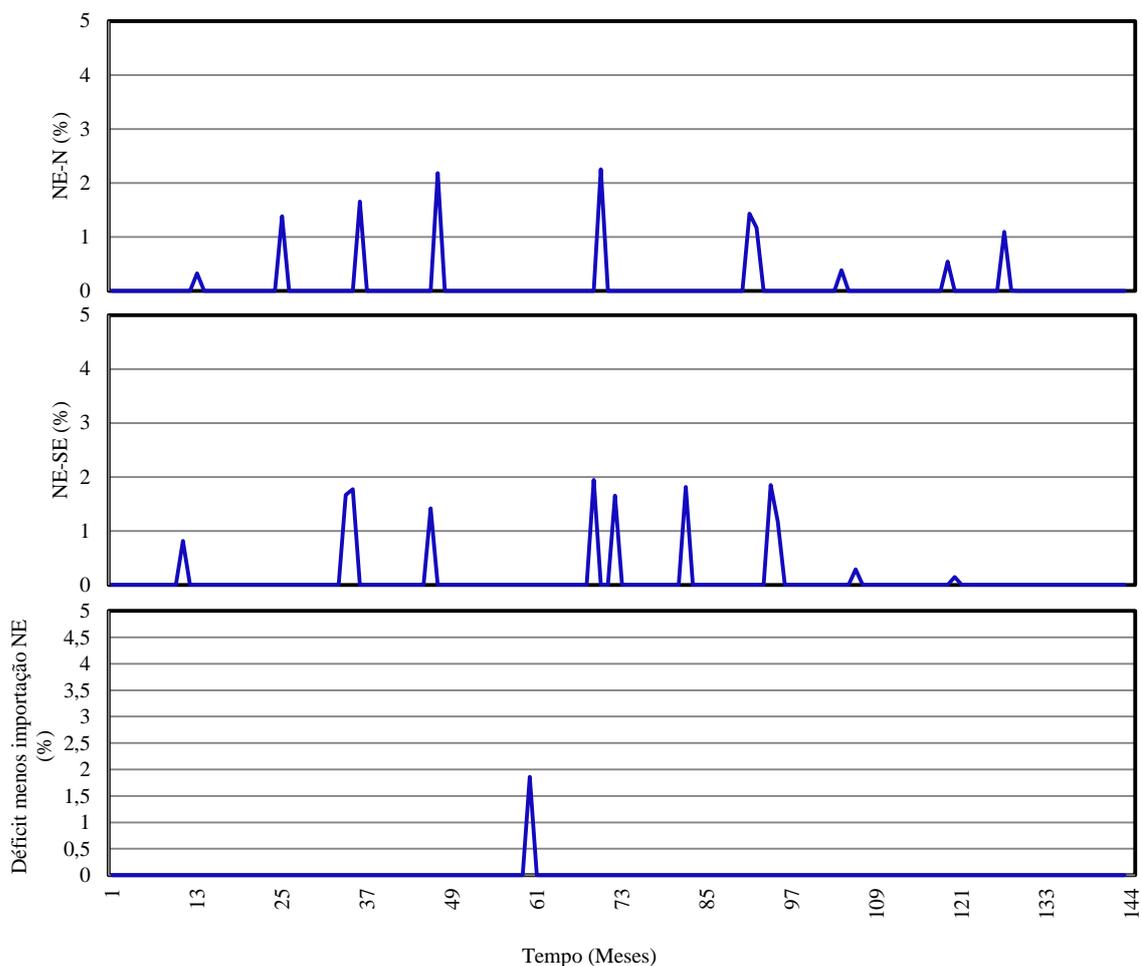
Figura 33- PLD com a inserção da energia eólica para os subsistemas SE/CO e NE



Fonte: Autor

Por fim, realizou-se um teste retirando os limites de intercâmbio para o subsistema NE (o de maior restrição). Este teste tem como principal objetivo mostrar que sem as restrições de intercâmbio é possível transmitir mais energia de um subsistema para outro e, assim, contribuir para diminuir o risco de déficit. A Figura 34 mostra o resultado para o subsistema NE, comparando com a Figura 25 pode-se observar que quando se retiram os limites de intercâmbio o déficit diminui significativamente, permanecendo apenas um déficit no mês 60, em que os subsistemas exportadores não possuíam energia disponível para exportação. Atendendo a ordem de prioridade o déficit no subsistema NE é atendido primeiramente pelo subsistema SE e em seguida pelo N. O limite de intercâmbio NE-SE é 1,46% (Tabela 3), porém quando esse limite não é aplicado no modelo pode-se observar que o valor importado pelo subsistema NE chega próximo a 2%, isso faz com que a quantidade de energia necessária para importação do subsistema NE a partir do N diminua. O subsistema N só exporta energia para o NE quando o subsistema SE não possui energia disponível para exportar.

Figura 34- Resultado da importação para o subsistema NE sem limites de intercâmbio



Fonte: Autor

Para uma melhor compreensão, os valores de déficit apresentados em porcentagem foram passados para MWmed e multiplicados pelo custo de déficit, que para o ano de 2014 era de 3.150,00 R\$/MWh (MME/EPE, 2014). Foram obtidos os preços para o subsistema NE após a importação. Os valores encontrados para o déficit total ao longo dos 12 anos para o sistema com limites de intercâmbio foi de R\$ 18.745.927,00, e sem os limites de intercâmbio foi de R\$ 3.999.605,11. Comparando esses valores pode-se observar que se não houvessem as restrições de intercâmbio o valor do déficit seria aproximadamente 5 vezes menor.



## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A operação do Sistema Elétrico Brasileiro é complexa, devido ao fato do sistema ser de base hídrica e, com isso, dependente das condições hidrológicas. O principal dilema é: usar água no presente ou economizar para o futuro. Como complemento as usinas hidrelétricas utilizam-se as térmicas, porém as térmicas se usadas em demasia, além dos problemas ambientais que causam, interferem diretamente no preço de curto prazo da energia. Então, a grande dúvida da operação do sistema consiste em despachar térmicas com preço elevado no presente para economizar água no futuro, ou operar com o mínimo de térmicas no presente arriscando, no futuro, passar por épocas de estiagem e, assim, comprometer o suprimento de energia, o que implica em um custo ainda maior.

Outra alternativa para o suprimento da demanda de energia é a geração eólica, que vem aumentando cada vez mais sua participação na matriz elétrica brasileira, porém a grande questão em torno dessa fonte é a incerteza a respeito do vento. Portanto, planejar e operar o sistema elétrico brasileiro se torna uma tarefa ainda mais complexa, e necessita de ferramentas que auxiliem à tomada de decisões da melhor forma possível.

O modelo apresentado permite, a partir de dados de entrada para ENA e Carga de Energia, fornecer o comportamento do sistema apresentando possíveis situações de déficit, vertimento e PLD, bem como a quantidade disponível de energia para intercâmbio, permitindo assim que sejam testadas outras situações de despacho de energia para uma melhor operação do sistema. Além de testar cenários de ENA foi possível aplicar diferentes porcentagens, bem como diferentes formas de inserção da energia eólica no sistema.

A partir dos resultados pode-se observar que os intercâmbios de energia são muito significativos para o sistema, com eles é possível realizar transferências de energia e evitar situações de déficit. Outra característica observada é que o SEB é muito sensível a variações de ENA, com um aumento de apenas 10% os déficits foram reduzidos, assim como, o PLD, enquanto que com uma redução de 10% na curva de ENA os déficits e o PLD aumentaram consideravelmente. Ponderando que estes cenários foram aplicados para o subsistema SE/CO que concentra aproximadamente 70% da capacidade de armazenamento do SIN.

Com relação à inserção da Geração eólica pôde-se constatar que em termos de armazenamento de água é mais vantajoso inserir a energia eólica sendo descontada da Geração Hidro, enquanto que se tratando de PLD a vantagem é descontar da Geração Termo. Com isso, a melhor alternativa a ser considerada no planejamento da operação é observar sempre as afluições futuras para o despacho da energia eólica, ou seja, com base em

projeções de geração eólica, inserir esta geração no balanço de Geração Hidro e Termo feito através dos modelos NEWAVE e DECOMP, buscando evitar o desperdício de energia e custos mais baixos, pois a participação da energia eólica na matriz elétrica brasileira será cada vez mais significativa e o seu despacho deve ser feito da melhor forma possível.

Outra alternativa testada para reduzir as situações de déficit, apresentadas pelo sistema modelado, foi retirar os limites de intercâmbio para o subsistema NE e assim conseguiu-se reduzir o custo do déficit em aproximadamente cinco vezes. Esta informação permite observar o quanto é importante investir no aumento da capacidade de transferência entre os subsistemas.

Com base nas análises feitas no decorrer do trabalho, pode-se observar que o modelo criado, embora não contenha todas as variáveis do sistema real, reproduz de forma satisfatória o comportamento esperado de um sistema hidrotérmico. Os resultados apresentados foram todos com base no Sistema Elétrico Brasileiro, porém a modelagem pode ser adaptada para qualquer sistema hidrotérmico, ou a sistemas de base térmica com crescente penetração de recursos eólicos, como no caso da Europa.

O modelo é uma representação simplificada da realidade, com isso não foi possível reproduzir o exato comportamento do sistema ao longo do período simulado.

A partir dos resultados do presente trabalho pode-se concluir que o método de Dinâmica de Sistemas é uma excelente ferramenta para tratar as questões pertinentes a modelagem de sistemas hidrotérmicos interligados, capaz de oferecer respostas rápidas e flexibilidade na aplicação de políticas operativas ou alternativas de planejamento para a solução de problemas.

### **Sugestões para trabalhos futuros**

Sugere-se que seja incorporado no modelo formas de previsão de afluências e Carga de Energia, além de remodelar o intercâmbio levando em consideração o fato de poder importar energia com o objetivo de armazenar água para uma possível situação de baixas afluências, e de poder optar por operar as térmicas do subsistema com baixas afluências ou importar energia térmica de subsistemas com usinas com custo de operação menor.

## REFERÊNCIAS

- ABBUD, O. A. **Porque o Brasil está correndo risco de racionamento de energia elétrica?** Disponível em: <<http://www.brasil-economia-governo.org.br/2014/04/23/por-que-o-brasil-esta-correndo-risco-de-acionamento-de-energia-eletrica/>>. Acesso em: Outubro de 2014.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Banco de Informações de Geração: BIG. Disponível em:  
< <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm> >. Acesso em: Fevereiro de 2015.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica.** 2ª edição. Disponível em:  
<[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia\\_eolica/6\\_3.htm](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia_eolica/6_3.htm)>. Acesso em: Julho 2015.
- ALMEIDA, E. de. **Financiamento do setor elétrico: novamente um gargalo para o desenvolvimento?**. Grupo de Economia da Energia. Blog infopetro,2014. Disponível em:  
<<http://infopetro.wordpress.com/category/energia-eletrica/>>. Acesso em: Agosto 2014.
- ASLANI, A.; HELO, P.;NAARANOJA, M. **Role of renewable energy policies in energy dependency in Finland: System dynamics approach.** Applied Energy, set, 2013.
- BARDECIN, C. B. A. **Osefeitos do racionamento de energia elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com ênfase no consumo de energia elétrica.** São Paulo, SP. 2004. Dissertação (Mestrado em engenharia). Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.
- BELHAJALI, I.; HACHICHA, W. **System Dynamics Simulation to Determine Safety Stock for a Single-Stage Inventory System.** IEEE Power Engineering Society, 2013.
- CASTRO, N. J. et al. **O Processo de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro e os Impactos da MP 579.** Grupo de estudos do Setor Elétrico—UFRJ. Rio de Janeiro,2013.
- CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em:  
<[http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos?\\_adf.ctrl-tate=56ifgxd3o\\_4&\\_afLoop=8569960622555](http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos?_adf.ctrl-tate=56ifgxd3o_4&_afLoop=8569960622555)>. Acesso em: Setembro 2014.
- COURBETT, T. **"A Cadeia de Suprimento Agrícola e a sua Influência no Comportamento dos Preços"**. São Paulo, SP. 2002. Tese (Doutorado em Administração)-Fundação Getúlio Vargas, São Paulo, 2002.
- CUBEROS, F. L. **Novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro: Análise dos mecanismos de mitigação de riscos de mercado das distribuidoras.** São Paulo, SP. 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)-Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.
- FERNANDES, A. C. **Scorecard Dinâmico em Direção à Integração da Dinâmica de Sistemas com o Balanced Scorecard.** Rio de Janeiro, RJ. 2003. Tese (Doutorado Engenharia de Produção)-Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2003.

FERNANDES, A. C.; ALCANTARA, J.C.N. **Dinâmica do Preço dos Créditos de Carbono no Mercado Internacional: Um Estudo à luz da Abordagem Soft da Dinâmica de Sistemas**. VI Congresso online de administração - Convibra, 2014.

FORD, A. **Modeling the Environment: An Introduction to SystemDynamics Modeling of Environmental Systems**. Washington D. C.: Island Press, 1999.

GOMES, A. C. S. et al. **BNDES 50 Anos: Histórias Setoriais: O setor Elétrico**. Dez, 2002.

JUNIOR, E. B. **Geração Eólica: Análise de investimentos**. Porto Alegre, RS. 2010. Projeto de diplomação (Graduação em Engenharia Elétrica)- Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

LIU, Xi et al. **How might China achieve its 2020 emissions target? A scenario analysis of energy consumption and CO2 emissions using the system dynamics model**. Journal of Cleaner Production, dez, 2014.

LOPES, J. E. G. **Modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de produção de energia elétrica**. São Paulo, SP. 2007. Dissertação (Doutorado em engenharia)- Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

MME/EPE, **Atualização do Valor do Patamar Único de Custo de Déficit – 2014**. 19 p. 2014.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro**. 36p. Janeiro de 2015

MORGADO, D. B. **Tendência de preço e de mudança de perfil de geração na matriz energética brasileira**. Porto Alegre, RS. 2012. Projeto de Diplomação (Graduação em Engenharia Elétrica)- Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2012.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Planejamento de Dinâmica de Sistemas Energéticos**. Relatório Final. 165p. 2006.

ONS. **Plano da Operação Energética 2013/2017 (PEN 2013/2017, revisão 1)**. ONS: Rio de Janeiro, 2013. p. 138.

ROSENBLATT, L. **Aplicação de Dinâmica de Sistemas ao estudo do comportamento das taxas diárias de aluguel de sondas de perfuração off-shore**. Rio de Janeiro, RJ. 2006. Projeto de diplomação (Graduação em Engenharia de Produção)- Universidade federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

SILVA, B. G. da. **Evolução do setor elétrico brasileiro no contexto econômico nacional: Uma análise histórica e econométrica de longo prazo**. São Paulo, SP. 2011. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

SILVA, E. L. **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica**. Florianópolis – SC – Brasil: Edição do Autor, 2012.

SLOOTWEG, J.G. et al. **Modeling New Generation and Storage Technologies in Power System Dynamics Simulations**. IEEE Power Engineering Society, 2002.

TATEMOTO, K. A. **Energia incentivada: uma análise integrada dos aspectos regulatórios, de comercialização e de sustentabilidade**. São Paulo, SP. 2013. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013.

TOLMASQUIM, M. T. **As origens da crise energética brasileira**. Revista Ambiente & Sociedade, Campinas, n.6-7, p.179-183, jan./jun. 2000. Disponível em: <[http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S1414-753X2000000100012&script=sci\\_arttext](http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S1414-753X2000000100012&script=sci_arttext)>. Acesso em: Setembro 2014.

TOLMASQUIM, M. T. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**. Synergia; Empresa de Pesquisa Energética–EPE. Rio de Janeiro, 2011.

VENTANA SYSTEMS. Electricity Production in Rapidly Growing Economies. Disponível em: <<http://www.ventanasystems.com/examples/electricity-production-rapidly-growing-economies/>> Acesso em: Agosto 2015

YANG, Hongming et al. **A Study of Power Market Dynamics Based on System Dynamics Modeling**. International Conference on Power System Technology. Chongqing, 2006.

## APÊNDICE A- Histórico do setor elétrico no Brasil

### A.1 Dos primórdios às primeiras estruturas (1881-1989)

A história da eletricidade no Brasil teve início com a primeira experiência pública de utilização da lâmpada, em 1881, com um projeto de substituição da iluminação pública a gás pela iluminação a energia elétrica, na cidade de Campos dos Goytacazes no estado do Rio de Janeiro, dois anos depois na mesma cidade foi inaugurado o primeiro serviço público de iluminação elétrica da América do Sul. O sistema tinha capacidade de 52 kW e conseguia fornecer energia para 39 lâmpadas em corrente contínua. Seis anos após foi inaugurada a primeira hidrelétrica da América do Sul, a usina de Marmelos com capacidade de 250 kW, com dois sistemas um em corrente contínua para atender as indústrias e outro em corrente alternada para a iluminação. Até o final da República Velha (1889-1930) a organização do setor elétrico permanecia sem muita regulação do Estado, as únicas interferências eram medidas isoladas de regulamentação e de concessão de aproveitamentos hidrelétricos e fornecimento de serviços (SILVA,2011).

Em 1887, foi criada a Companhia de Força e Luz, na cidade do Rio de Janeiro, que fornecia energia elétrica para mais de 100 lâmpadas através de uma pequena central termelétrica. Neste mesmo ano, Porto Alegre foi a primeira capital do país a ter um serviço permanente de fornecimento de energia para um grupo de consumidores particulares a partir de uma termelétrica de 160 kW. Já em 1888, a Companhia Mineira de Eletricidade inaugurou a primeira usina hidrelétrica a fio d'água de grande porte, em Juiz de Fora, Minas Gerais, denominada usina de Marmelos Zero. A partir de então uma série de outras usinas termelétricas e hidrelétricas foram construídas no país, para atender principalmente à demanda da iluminação pública, da mineração, do suprimento de indústrias têxteis e do beneficiamento de produtos agrícolas.

Na passagem do século XIX para o XX, o processo de expansão urbana do país, começou a atrair capital estrangeiro para instalar companhias de serviços públicos. Então, com o emprego crescente de energia elétrica, surgiram os primeiros movimentos de regulação da atividade pelo Estado. Sendo criada a Lei nº 1.145, de 31 de dezembro de 1903, em que o governo foi autorizado a promover, por via administrativa ou mediante concessão, o aproveitamento da força hidráulica para transformação em energia elétrica, para os serviços federais, facultando o emprego do excedente na lavoura, na indústria ou em outros fins.

Neste momento uma empresa passou a dominar o setor de eletricidade no Brasil, a Light, sendo a primeira e a principal concessionária de eletricidade, tendo, por muitos anos, a responsabilidade pelo atendimento ao mercado consumidor do setor elétrico, juntamente com outras empresas de porte bem inferior ao da Light. A partir de então, houve forte aumento populacional, passando de 17 milhões de habitantes em 1900 para 31 milhões em 1920 (GOMES et al., 2005). Esse aumento fez com que a necessidade de oferta de energia elétrica aumentasse. Então em 1924, instala-se no país a Amforp, oriunda da aquisição de diversas pequenas empresas concessionárias. Com isso o mercado de energia elétrica brasileiro passou a ser controlado por essas duas empresas, e o parque gerador tornou-se predominantemente hidráulico.

Até 1930, não havia uma preocupação muito grande para promover o desenvolvimento industrial, a maior atenção era para a estabilidade monetária, o equilíbrio orçamentário do governo federal e a defesa dos interesses do setor agroexportador, em especial os do café. Porém a crise de 1929 deixou explícito o fim do modelo agroexportador e a necessidade da revisão da política econômica e do papel do Estado naquele processo. O setor agroexportador teve que conviver com o grupo aliado às atividades urbano-industriais. Esse fator somado à crise de superprodução do café, redefiniu o papel do Estado na esfera econômica. A primeira intervenção foi o aumento do poder de regulamentação sobre os serviços públicos. Neste contexto as primeiras intervenções nas atividades de produção e distribuição de energia foram: a interrupção dos processos de autorização de novos aproveitamentos de cursos de água; a proibição de aquisição de empresas; e a extinção da cláusula-ouro (GOMES et al., 2005). O setor foi evoluindo e em 1934, o Ministério de Agricultura, promulgou o Código de Águas.

O novo arcabouço regulatório se formaliza no Código de Águas (Decreto 24.643, de 10 de julho de 1934), que materializa o projeto intervencionista na gestão do setor de águas e energia elétrica. O Código submete ao instituto das concessões e autorizações a exploração da energia hidráulica, assim como os serviços complementares de transmissão, transformação e distribuição. A partir daí, a União passa a deter a competência de legislar e outorgar concessões de serviços públicos de energia elétrica, antes regidos apenas por contratos assinados com os estados, os municípios e o Distrito Federal (GOMES et al., 2005, p.4)

A nova política então estipula novos critérios para estabelecimento de preços e determina que a tarifa fosse fixada na forma de “serviço pelo custo”, a fim de garantir ao prestador do serviço a cobertura das despesas de operação e das cotas de depreciação e de reversão, bem como a justa remuneração do capital investido – a remuneração deste recairia sobre o custo histórico das instalações. As dificuldades enfrentadas pelo governo na

regulamentação do Código de Águas geraram algumas incertezas no setor, desencorajando investimentos dos grandes grupos estrangeiros instalados no país, com isso o ritmo de expansão da capacidade instalada foi reduzida enquanto o consumo aumentava. O governo não dispunha de capital e tecnologia para ampliar os serviços, então o Estado ampliou suas atribuições e passou a investir diretamente em geração. Após a segunda guerra mundial, seguiram-se os esforços de planejamento da economia brasileira, dentre eles o Plano Saúde, Alimentação, Transporte e Energia (Plano SALTE), cujo objetivo era coordenar os gastos públicos mediante um programa plurianual de investimentos, o plano foi criado em 1947 e em 1952 foi praticamente encerrado.

Em 1951, foi criada a Comissão Mista Brasil-Estados Unidos para o Desenvolvimento Econômico (CMBEU), que realizou estudos e comprovou desequilíbrios estruturais na economia brasileira, sobretudo nos setores estratégicos como transporte e energia. Então a CMBEU sugeriu uma série de projetos para o desenvolvimento desses setores. Paralelamente aos trabalhos da CMBEU, o governo desenvolveu algumas iniciativas para alavancar a expansão do parque gerador no Brasil. No mesmo ano foi criado o Programa de Reparcelamento Econômico, os recursos desse programa vinham do Fundo de Reparcelamento Econômico (FRE). Para administrar os recursos do FRE foi criado o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE) autarquia subordinada ao Ministério da Fazenda pela Lei nº 1.628, de 20 de junho de 1952. No governo de Juscelino Kubitschek (1956-1961) foi instituído o Plano de Metas, no qual destinava 43,4% dos investimentos para a área energética, sendo 23,7% para projetos de eletricidade e 19,7% para outras formas de energia. Também no governo de JK foi criado o Ministério de Minas e Energia, através da Lei 3.782/60, que incorporou o Conselho Nacional de Águas e a Divisão de Águas.

A política centralizada da expansão do setor elétrico se deu após a criação da Eletrobrás, em 1961, e de novos mecanismos de financiamento. Até a crise energética de 1970 a Eletrobrás atuou como *holding* e formuladora da política setorial, com isso houve certa divisão de atividades no setor, cabendo às empresas públicas federais e estaduais o comando da capacidade de expansão da geração e a interligação do sistema elétrico e às empresas estrangeiras (Light e Amforp) a distribuição. Entre 1964-1967 o Brasil buscou o saneamento das finanças públicas e a estabilização econômica, consolidada entre 1968 e 1973, com o período denominado “milagre econômico”. Porém de 1974 até o final da década de 90 o país passou por diversos altos e baixos na economia, deixando o sistema elétrico em situação muito delicada com ameaças constantes de falta de energia.

## A.2 Reestruturação do setor elétrico- Década de 90

A partir dos anos 90 o país passou por diversas mudanças no setor elétrico. Um amplo processo de privatização de diversos setores de infraestrutura teve início, entre eles o setor elétrico. A reformulação do setor se deu a partir de duas leis, a primeira Lei 8.987 de 14 de fevereiro de 1995, chamada Lei das Concessões dos Serviços Públicos e a segunda a Lei 9.074 de 19 de maio de 1995 que estabeleceu as novas bases para um novo modelo institucional do setor elétrico. Devido a essas políticas houve um aumento das tarifas de energia elétrica, principalmente no setor residencial.

Em 1996 foi implantado o Projeto RE-SEB, Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, com o objetivo de reestruturar o sistema a partir de duas premissas básicas: assegurar que o setor fosse economicamente eficiente e assegurar os investimentos necessários para a expansão da oferta de energia (CUBEROS,2008). Após a finalização do Projeto em 1998, foi implementado o Novo Modelo do setor elétrico, no qual mudou expressivamente o funcionamento e a regulamentação adotada até então.

Até aquele momento a estrutura principal das empresas atuantes no setor era verticalizada (G+T+D), com o Novo Modelo as empresas atuantes no setor precisaram desverticalizar as suas atividades, separando os principais setores da energia elétrica tornando a geração, transmissão, distribuição e comercialização, atividades independentes. Além disso, foi introduzido um novo agente no mercado, o comercializador de energia, que poderia comprar e vender energia, sem necessariamente ter um empreendimento de geração ou de consumo.

Ainda em 1996 foi promulgada a Lei 9.427, que estabeleceu a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), na qual caberia regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica em conformidade com as diretrizes do governo federal. Conforme destacam Gomes et al. (2002, p.14), em 1997 e 1998 foram aprovadas novas medidas para o aprimoramento da estrutura dos setor, entre elas:

- a) a Lei 9.433, de 8 de janeiro de 1997, que instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos e criou o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos;
- b) a Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, que criou o Mercado Atacadista de Energia (MAE) e a figura do Operador Nacional do Sistema (ONS);
- c) o Decreto 2.335, de 6 de outubro de 1997, que constituiu a ANEEL e aprovou sua estrutura Regimental;

d) a Portaria DNAEE 466, de 12 de novembro de 1997, que consolidou as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, harmonizadas com o Código de Defesa do Consumidor (Lei 8.078, de 11 de setembro de 1990);

e) a Resolução ANEEL 94, de 30 de março de 1998, que definiu os limites de concentração nas atividades de distribuição e geração.

Até esse momento o setor elétrico não era planejado em longo prazo, entretanto no final de década de 90 o país passou por uma forte escassez de chuva que culminou no racionamento de 2001, esse fato fez com que se repensasse novamente a estrutura e o modelo do setor.

### A.3 A crise energética de 2001

Diversas causas podem ser abordadas para explicar o racionamento de 2001. Entre elas, a redução drástica de investimentos para geração de energia por parte do governo, isso porque quando o governo estava privatizando as empresas públicas do setor, a ideia principal era diminuir os gastos com investimentos realizados por estatais, para deixá-las mais competitivas no mercado. Este fato causou um enorme desequilíbrio entre a oferta e demanda elétrica, entre 1990 e 2000 o consumo cresceu 49% enquanto a capacidade instalada foi expandida em apenas 35% (TOLMASQUIM, 2000).

A ausência de investimento na ampliação das redes de transmissão de alta tensão, cujo objetivo seria uma maior integração nacional e regional podendo assim aproveitar melhor os diferentes regimes plurianuais do país, também pode ser apontado como uma das causas para o racionamento. Os atrasos nas obras de geração e transmissão de energia elétrica de 1998 a 2001, representaram cerca de 22.000 GWh, de redução na oferta de energia, o que equivaleria a 15% da capacidade de armazenamento dos reservatórios das regiões sudeste, centro oeste e nordeste juntas (BARDELIN, 2004).

Em 24 de fevereiro de 2000, o governo federal lançou o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), com o intuito de aumentar a capacidade de geração térmica no país. Embora o programa tenha trazido alguns benefícios para o setor, não houve tempo para evitar o racionamento de 2001, pois a ampliação do parque gerador termelétrico leva em média dois anos. A depleção dos reservatórios ocorreu em um período relativamente curto de tempo. Ao final de 1997, os reservatórios terminaram o período seco com 66% de água armazenada. Já no final de 2000, no final do período seco, o nível dos reservatórios estava em apenas 28% (TOLMASQUIM, 2000), ficando claro naquele momento que a gestão plurianual dos reservatórios tinha sido abandonada, passando o sistema a depender do período chuvoso.

A falta de expansão do sistema e o aumento do consumo, somando ao abandono da gestão plurianual dos reservatórios, fez com que em março de 2001 o governo federal admitisse a existência da crise de abastecimento de energia. Então em maio de 2001, o governo criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), com a finalidade de administrar a crise de abastecimento de energia. Além de gerir o racionamento, a GCE conduziu as políticas e os programas do setor, tais como citadas por Bardelin (2004, apud CGE,2002):

- a) Programa estrutural de aumento da oferta de energia;
- b) Programa emergencial de aumento da oferta de energia;
- c) Programa de conservação e uso eficiente de energia;
- d) Revitalização do modelo do setor elétrico;
- e) Medidas para atenuar os efeitos econômicos e sociais do racionamento.

O racionamento foi decretado nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, Norte e Nordeste do Brasil e a CGE instituiu medidas para mitigar os efeitos do racionamento. Entre elas estava a definição de cotas de consumo fixadas com base na média de consumo dos meses de maio a julho de 2000, as cotas eram definidas de acordo com a classe de consumo, por exemplo, consumidores de alta tensão tinham cotas fixadas entre 75% e 85% da média do consumo de energia elétrica no período determinado. Outra medida estabelecida pela GCE foi o pagamento de bônus para quem consumisse energia abaixo da meta e a cobrança de multa para os consumidores que ultrapassem a cota estabelecida. Diversas outras medidas foram adotadas para amenizar os efeitos da crise até que em 28 de fevereiro de 2002, por recomendação do ONS, o racionamento foi encerrado (TOLMASQUIM, 2011).

#### A.4 O modelo de estruturação do setor elétrico brasileiro (de 2002 até os dias atuais)

A crise de 2001 deixou clara a necessidade de uma reformulação na estrutura do setor elétrico brasileiro, então entre 2003 e 2004 o governo federal lançou bases para um novo modelo. Este novo modelo definiu a criação de algumas entidades responsáveis por diversos ramos do planejamento, entre elas a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) responsável pelo planejamento do setor elétrico em longo prazo, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Pode-se dizer que o novo modelo proposto tinha três objetivos: garantir a segurança de suprimento de energia, promover a modicidade tarifária e promover a inserção social no Setor Elétrico. A partir dessas mudanças o setor ficou estruturado como mostra a Figura 35.

Além de criar novas instituições o novo modelo também alterou as atribuições de algumas instituições já existentes, ficando responsáveis pelas seguintes funções:

ANEEL: regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

CMSE: acompanha e avalia a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional.

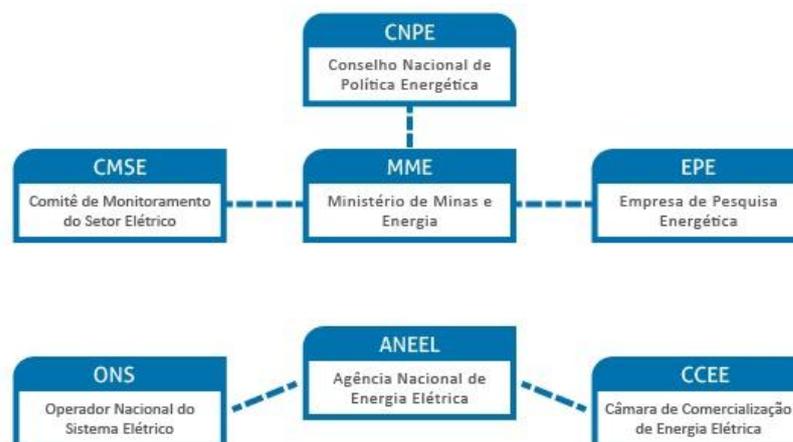
CNPE: formula políticas e diretrizes que assegurem o suprimento de insumos energéticos a todas as regiões do país.

EPE: realiza estudos e projeções da matriz energética brasileira, executa estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos, desenvolve estudos que propiciem o planejamento da expansão da geração e da transmissão, realiza análises de viabilidade técnico econômica e socioambiental de usinas, obtém a licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica.

MME: responsável pela condução das políticas energéticas no país, formula e implementa políticas para o setor energético de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE, estabelece o planejamento do setor energético nacional, monitora a segurança do suprimento do setor elétrico e define ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios entre oferta e demanda de energia.

ONS: opera, supervisiona e controla a geração de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) e administra a rede básica de transmissão de energia elétrica.

Figura 35-Instituições do setor elétrico brasileiro



Fonte:CCEE, 2014

Outra significativa mudança no setor foi em relação à comercialização de energia, através da Lei 10.848, de 15 de março de 2004, que estabelece regras para a comercialização

de energia elétrica entre concessionárias, permissionados e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes e seus consumidores. Basicamente foram criados dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de Energia Elétrica; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual fazem parte Agentes de Geração, Agentes Comercializadores, Agentes Importadores, Agentes Exportadores e Consumidores Livres de Energia Elétrica.

#### A.5 Lei n.º12.873

A última alteração no processo de reestruturação do setor elétrico foi com a Medida Provisória 579 sancionada em 11 de setembro de 2012 e transformada na Lei n.º12.873 em 14 de janeiro de 2013. Esta Lei impõe expressivas mudanças nas tarifas dos ativos mais antigos de geração e transmissão que tiveram seus contratos renovados.

Para entender as mudanças propostas pela MP 579 é necessário primeiramente compreender a estrutura tarifária do mercado de energia elétrica brasileiro. A indústria de energia elétrica é dividida em quatro setores: geração, transmissão, distribuição e comercialização. Os segmentos de transmissão e distribuição são monopólios naturais e suas atividades são da classe de serviços, enquanto que o segmento de geração é um mercado competitivo. Devido a este fato, na fatura de energia elétrica consta o valor da energia, valor da transmissão e valor da distribuição. O somatório destes valores constitui o valor a ser pago pelos consumidores. Entretanto, somente algo em torno de 60% deste valor é de fato relacionado à indústria de energia, o restante são encargos setoriais, isto explica as altas tarifas de energia elétrica no Brasil. Estes encargos são divididos entre aqueles que tem a finalidade de custear os gastos intrínsecos ao setor, referentes ao custeio das atividades da ANEEL e do ONS, os recursos dos programas de pesquisa e desenvolvimento e de eficiência energética, compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos, Reserva Global de Reversão (RGR) e o Encargo de Serviços do Sistema (ESS) e os que buscam atender a demandas de natureza social como o encargo de Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e o encargo Conta de Consumo de Combustível (CCC) (CASTRO et al.,2013).

Devido a esta estrutura tarifária, o governo implementou a MP579, com o objetivo de reduzir o custo da energia elétrica no Brasil. O foco dessa redução eram os encargos e a indústria de energia elétrica. Atuando na redução dos encargos a MP decretou o fim da cobrança da CCC e da RGR e diminuiu para 25% o valor da CDE, alegando que consumidores

não devem pagar por encargos de natureza social. Pelo lado da indústria propôs a renovação das concessões de usinas hidroelétricas e de linhas de transmissão com contratos que iriam vencer entre 2015 e 2017 (CASTRO et al.,2013).

Existiam duas opções para o destino das concessões que iriam vencer entre 2015 e 2017, licitar os ativos ou renovar de forma onerosa. O governo, por meio da MP 579, optou pela renovação das concessões, mas impôs uma série de condições: as atuais concessionárias permaneceriam de posse da concessão dos ativos desde que aceitassem a antecipação do vencimento do contrato e a passagem à condição de simples operadoras e mantenedoras das usinas, passando a receber uma tarifa pelo custeio dessas atividades. Assim as empresas detentoras dos ativos de geração passam a posição de prestadoras de serviços e não mais comercializando a energia a preço de mercado. O mesmo ocorre com as concessionárias de transmissão que passam a ser remuneradas por uma tarifa que contempla apenas custos de operação e manutenção.

Essa medida provocou forte impacto financeiro sobre as empresas de geração e transmissão detentoras das concessões com vencimento entre 2015 e 2017. Este impacto provocou baixas significativas na cotação das ações das empresas afetadas. Após vários ajustes em relação à proposta inicial, as transmissoras aceitaram de forma unânime a renovação, enquanto que pelas geradoras de grande porte somente as empresas do Grupo Eletrobrás aceitaram. As outras geradoras fortemente atingidas pela MP (CEMIG e CESP) preferiram recusar a antecipação.

A MP 579, já transformada em Lei, atacou diretamente o valor das tarifas e provocou uma redução média de 20%, além de fortalecer o mercado cativo de energia que é a base para o planejamento e financiamento da expansão que garante o equilíbrio entre a oferta e demanda.

**APÊNDICE B-** Equações para o modelo com geração eólica descontada da geração térmica para o subsistema SE/CO

**Energia Bruta:** "Cenário ENA SE/CO"-( "Geração hídrica SE/CO"/"Fator de produtividade SE/CO")

Valor inicial: 144,63

**Vertedouro:**IF THEN ELSE("Energia Bruta SE/CO">200,"Energia Bruta SE/CO"-200,0)

**EAR SE/CO:** IF THEN ELSE("Energia Bruta SE/CO">200, "Energia Bruta SE/CO"- "Vertedouro SE/CO",IF THEN ELSE("Energia Bruta SE/CO">0,"Energia Bruta SE/CO",0))

**Geração Hídrica SE/CO:** IF THEN ELSE("EAR SE/CO">0,IF THEN ELSE("ENA Futura SE/CO">"ENA média Futura SE/CO", IF THEN ELSE("EAR SE/CO">"EA média mensal SE/CO",71.81,57.45),IF THEN ELSE("EAR SE/CO">"EA média mensal SE/CO",57.45,43.08)),0)

**Déficit SE/CO:** IF THEN ELSE("Geração hídrica SE/CO"+"Geração termo SE/CO"+"Geração eólica\*%ME SE/CO"<"Carga de Energia SE/CO", "Carga de Energia SE/CO"-("Geração hídrica SE/CO"+"Geração termo SE/CO"+"Geração eólica\*%ME SE/CO"),0)

**Geração termo SE/CO:** IF THEN ELSE("Carga de Energia SE/CO"> "Geração hídrica SE/CO"+"Geração eólica\*%ME SE/CO",IF THEN ELSE("Carga de Energia SE/CO"- ("Geração hídrica SE/CO"+"Geração eólica\*%ME SE/CO")<=15.91,"Carga de EnergiaSE/CO"- ("Geração hídrica SE/CO"+"Geração eólica\*%ME SE/CO"),15.91),0)

**Sobra SE/CO:** IF THEN ELSE(("Geração hídrica SE/CO"+"Geração termo SE/CO"+"Geração eólica\*%ME SE/CO")>"Carga de Energia SE/CO",("Geração hídrica SE/CO"+"Geração termo SE/CO"+"Geração eólica\*%ME SE/CO")-"Carga de Energia SE/CO",0)

**Total de geração SE/CO:** "Geração hídrica SE/CO"+"Geração termo SE/CO"+"Geração eólica\*%ME SE/CO"

Essa equações foram reproduzidas para os quatro subsistemas, com seus respectivos valores.

### APÊNDICE C- Equações de importação para cada subsistema

**SE/CO-N:** IF THEN ELSE(Déficit SE>0,IF THEN ELSE(Sobra N>0,IF THEN ELSE(Sobra N>5.4,IF THEN ELSE(Déficit SE>5.4,5.4,Déficit SE),IF THEN ELSE(Déficit SE<5.4,Sobra N-(Déficit SE),Sobra N)),0),0)

**SE/CO-S:** IF THEN ELSE(Déficit SE-"SE-N">0,IF THEN ELSE(Sobra S>0,IF THEN ELSE(Sobra S>21.17,IF THEN ELSE(Déficit SE-"SE-N">21.17,21.17,Déficit SE-"SE-N"),IF THEN ELSE(Déficit SE-"SE-N"<21.17,Déficit SE-"SE-N",Sobra S)),0),0)

**SE/CO-NE:** IF THEN ELSE(Déficit SE-("SE-N"+"SE-S")>0,IF THEN ELSE(Sobra NE>0,IF THEN ELSE(Sobra NE>1.46,IF THEN ELSE(Déficit SE-("SE-N"+"SE-S")>1.46,1.46,Déficit SE-("SE-N"+"SE-S")),IF THEN ELSE(Déficit SE-("SE-N"+"SE-S")<1.46,Déficit SE-("SE-N"+"SE-S"),Sobra NE)),0),0)

**S-SE/CO:** IF THEN ELSE(Déficit S>0,IF THEN ELSE(Sobra SE>0,IF THEN ELSE(Sobra SE>21.17,IF THEN ELSE(Déficit S>21.17,21.17,Déficit S),IF THEN ELSE(Déficit S<21.17,Déficit S,Sobra SE)),0),0)

**N-NE:** IF THEN ELSE(Déficit N-"N-SE">0,IF THEN ELSE(Sobra NE>0,IF THEN ELSE(Sobra NE>4.67,IF THEN ELSE(Déficit N-"N-SE">4.67,4.67,Déficit N-"N-SE"),IF THEN ELSE(Déficit N-"N-SE"<4.67,Déficit N-"N-SE",Sobra NE)),0),0)

**N-SE:** IF THEN ELSE(Déficit N>0,IF THEN ELSE(Sobra SE>0,IF THEN ELSE(Sobra SE>5.4,IF THEN ELSE(Déficit N>5.4,5.4,Déficit N),IF THEN ELSE(Déficit N<5.4,Déficit N,Sobra SE)),0),0)

**N-NE:** IF THEN ELSE(Déficit NE>0,IF THEN ELSE(Sobra N>0,IF THEN ELSE(Sobra N>4.67,IF THEN ELSE(Déficit NE>4.67,4.67,Déficit NE),IF THEN ELSE(Déficit NE<4.67,Déficit NE,Sobra N)),0),0)

**NE-SE:** IF THEN ELSE(Déficit NE-"NE-N">0,IF THEN ELSE(Sobra SE>0,IF THEN ELSE(Sobra SE>1.46,IF THEN ELSE(Déficit NE-"NE-N">1.46,1.46,Déficit NE-"NE-N"),IF THEN ELSE(Déficit NE-"NE-N"<1.46,Déficit NE-"NE-N",Sobra SE)),0),0)

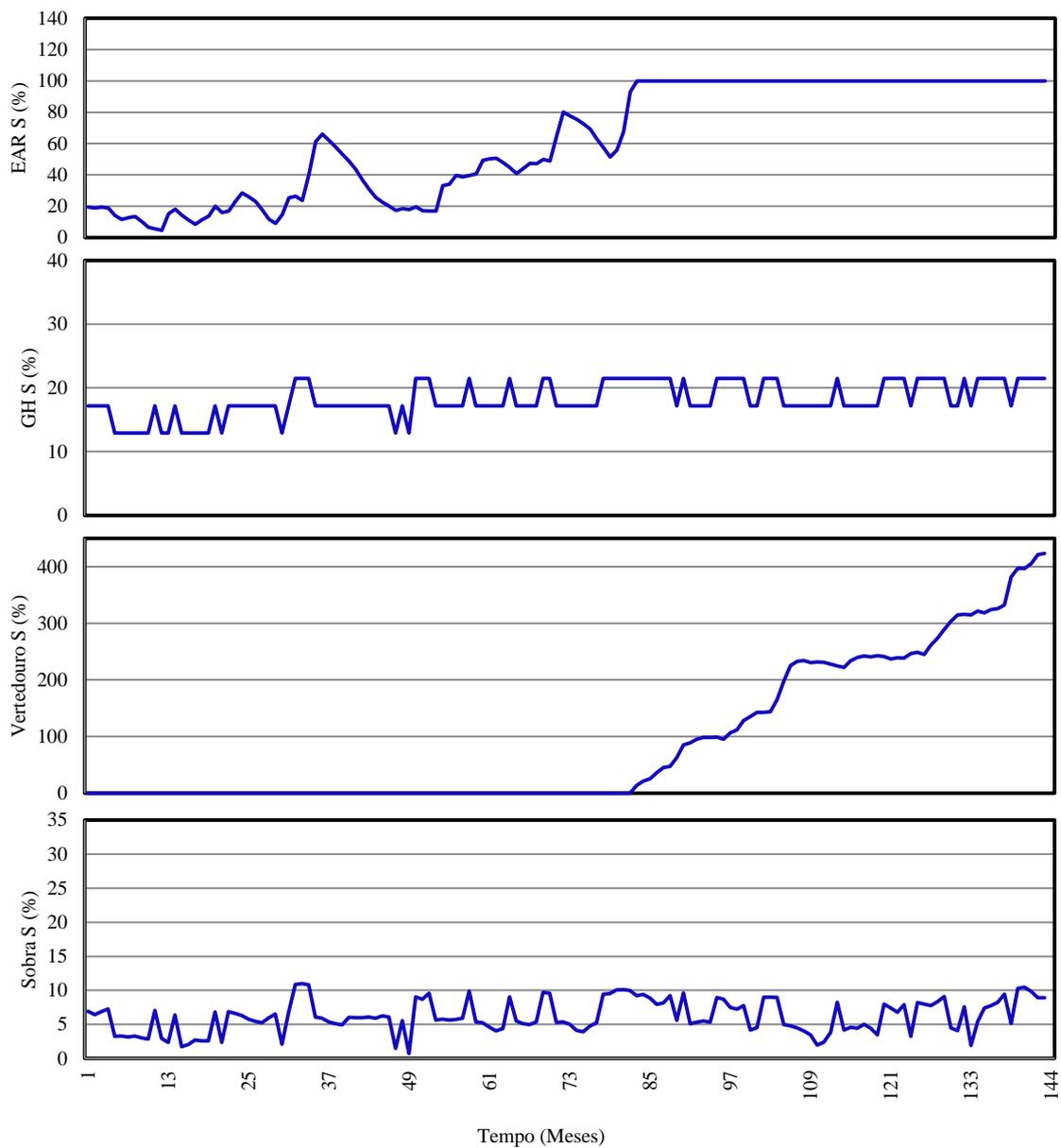
**APÊNDICE D-** Equações com a geração eólica descontada da Geração hídrica para o subsistema SE/CO.

**Geração hídrica SE/CO:** IF THEN ELSE ("EAR SE/CO">0, IF THEN ELSE("ENA Futura SE/CO">"ENA média Futura SE/CO",IF THEN ELSE ("EAR SE/CO">"EA média mensal SE/CO",71.81-"Geração eólica\*%ME SE/CO",57.45-"Geração eólica\*%ME SE/CO"),IF THEN ELSE("EAR SE/CO">"EA média mensal SE/CO",57.45-"Geração eólica\*%ME SE/CO",43.08-"Geração eólica\*%ME SE/CO")),0)

**Geração termo SE/CO:**IF THEN ELSE(Carga de Energia SE/CO> Geração hídrica SE/CO,IF THEN ELSE(Carga de Energia SE/CO-(Geração hídrica SE/CO)<=15.91,Carga de Energia SE/CO- (Geração hídrica SE/CO),15.91),0)

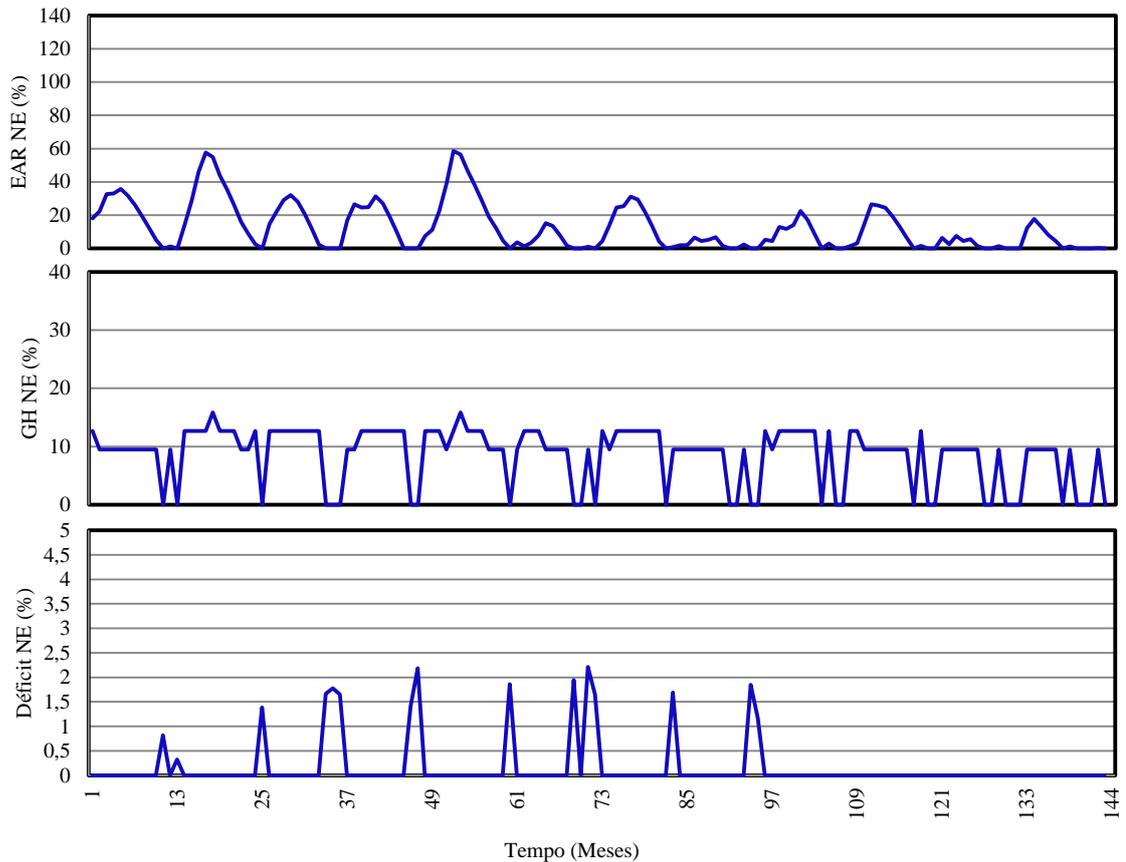
### APÊNDICE E- Gráficos para o subsistema Sul

No subsistema S, não foi necessário utilizar as usinas térmicas, como consequência o PLD se manteve zerado, devido ao fato de que a Carga de Energia se manteve baixa durante todo período de estudo, assim a partir do final de 2009 o reservatório atingiu o seu valor máximo e passou a ocorrer um período constante de vertimento. Esse subsistema foi o único a não apresentar meses com déficit.

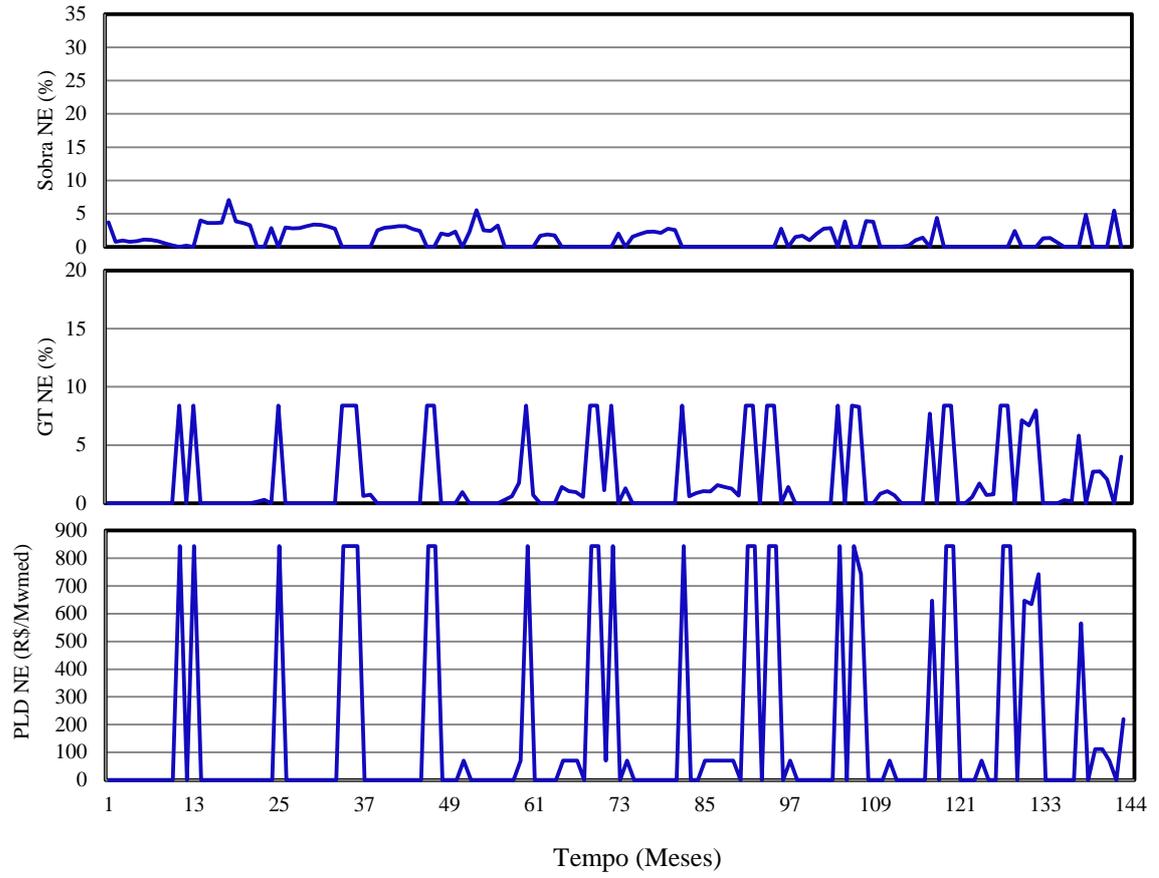


**APÊNDICE F-** Gráficos para o subsistema NE

As diversas situações de déficit apresentadas pelo subsistema NE são devido ao fato de que esse subsistema passou por longos períodos de baixas afluências, não conseguindo assim manter o reservatório com volume suficiente para atender a Carga de Energia apenas com geração hídrica.

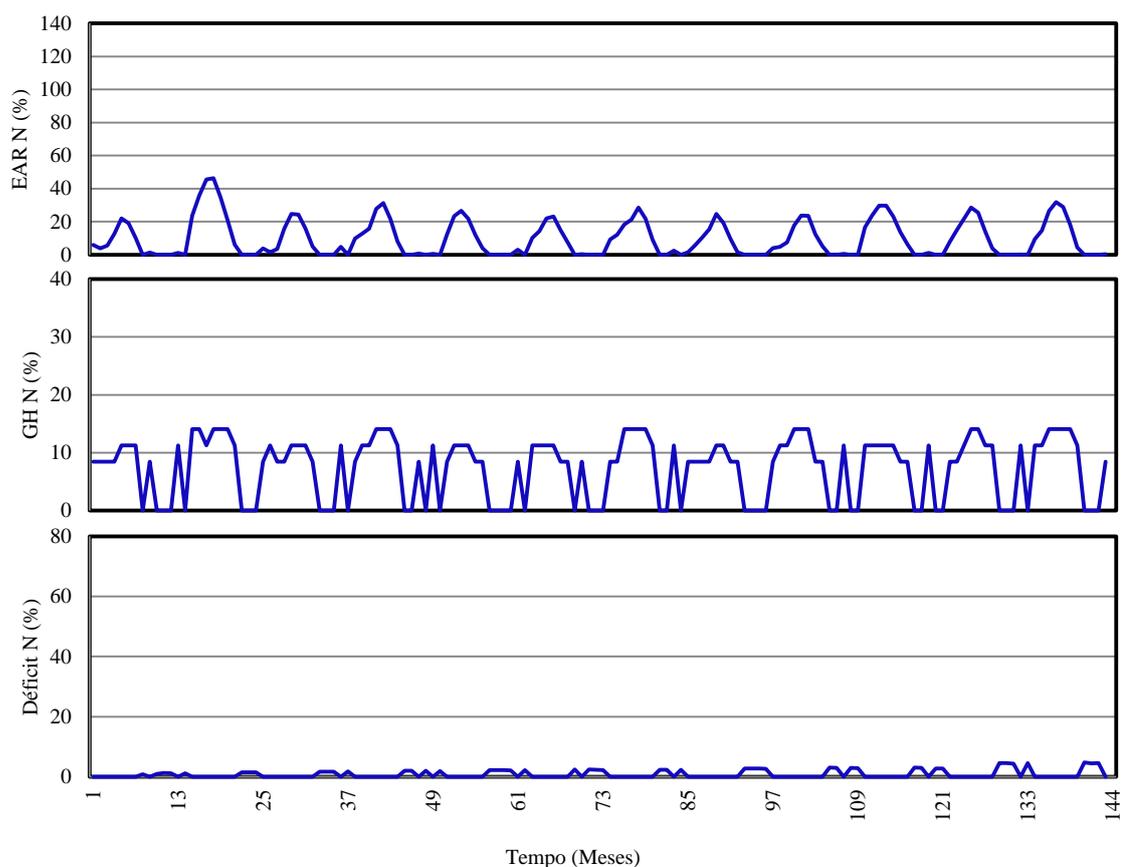


Sem geração hídrica as usinas térmicas precisaram entrar em operação ocasionando diversos períodos com PLD máximo. Em diversos meses o reservatório não dispunha de água para geração hídrica, com isso o sistema tenta atender a carga de energia com as gerações térmica e eólica, porém essas não são capazes de atender sozinhas a demanda total desse subsistema, ocasionando assim o déficit.



### APÊNDICE G -Gráficos para o subsistema N

Assim como no subsistema NE, o Norte passou por longos períodos de baixas afluências com isso não foi possível armazenar grandes volumes de água para geração hídrica, o subsistema passou por diversas situações em que o reservatório estava completamente vazio e com isso a geração hídrica permaneceu zerada, acarretando diversas situações com déficit de energia.



Com a geração hídrica baixa ou nula em muitos meses houve a necessidade das usinas térmicas entrarem em operação. Nos meses em que a geração hídrica foi nula, a geração térmica precisou ser máxima para tentar atender a carga de energia e com isso o PLD atingiu seu valor máximo durante vários meses ao longo dos 12 anos em estudo.

