

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

ISABELA SALES VIEIRA

ORIENTADOR: IVAN MARQUES DE TOLEDO CAMARGO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: PPGENE.DM – 374/09

BRASÍLIA/DF: ABRIL – 2009

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA NO BRASIL**

ISABELA SALES VIEIRA

**DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE
ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
ENGENHARIA ELÉTRICA.**

APROVADA POR:

**Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo, Dr. (ENE-UnB)
(Orientador)**

**Prof. Pablo Eduardo Cuervo Franco, Dr. (ENE-UnB)
(Examinador Interno)**

**Edvaldo Alves de Santana, Dr. (UFSC)
(Examinador Externo)**

BRASÍLIA/DF, 03 DE ABRIL DE 2009.

FICHA CATALOGRÁFICA

VIEIRA, ISABELA SALES

Expansão do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil. [Distrito Federal]
2009.

xv, 69p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Engenharia Elétrica, 2009).

Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Transmissão de Energia Elétrica

2. Expansão da Transmissão

3. Índice Custo-Benefício

4. Interligações Inter-regionais

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

VIEIRA, I. S. (2009). Expansão do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM-374/09, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 69p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Isabela Sales Vieira.

TÍTULO: Expansão do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil.

GRAU: Mestre

ANO: 2009

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Isabela Sales Vieira

SQN 214 – Bloco H – Apto. 313 – Asa Norte

70.873-080 – Brasília – DF – Brasil.

Ao amigo Roberto Knijnik, que nos recebeu na Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão com o coração de um pai... Amoroso, atencioso e com um sorriso franco e acolhedor. Um leão na defesa dos interesses públicos. Os céus recebem um guerreiro...

AGRADECIMENTOS

Ao professor Ivan Camargo agradeço a orientação deste trabalho e a tranquilidade e confiança no decorrer do mestrado.

À amiga Luciana Reginaldo Soares agradeço pela leitura do texto e pelos valiosos comentários e sugestões.

À colega Rita de Cássia Macedo Alves agradeço pelas indicações de bibliografia e pela atenção e incentivo ao longo do trabalho.

Ao chefe e grande amigo José Moisés Machado da Silva agradeço por tudo que tem me ensinado desde a minha chegada à ANEEL.

E por fim, agradeço ao meu esposo, Lisandro, pelo apoio e compreensão, e por ser meu porto seguro após as minhas ausências durante o tempo dedicado ao trabalho.

RESUMO

EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Autora: Isabela Sales Vieira

Orientador: Prof. Dr. Ivan Marques de Toledo Camargo

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Brasília, abril de 2009

O sistema de transmissão de energia elétrica no Brasil tem grande importância para o atendimento às cargas e para a confiabilidade do sistema elétrico nacional. A grande extensão do país exige um sistema de transmissão de grande dimensão, capaz de interligar a geração e a carga das diversas regiões geográficas, otimizando a operação do sistema.

Este trabalho apresenta um estudo sobre a expansão do sistema de transmissão e a análise econômica desta expansão, especialmente quanto às interligações inter-regionais, devido à importância de tais instalações para o Sistema Interligado Nacional – SIN.

As interligações inter-regionais integram os subsistemas do SIN, possibilitando o melhor aproveitamento da capacidade de geração, e representam mais de 25% da Receita Anual Permitida – RAP associada às instalações de transmissão. O custo médio das interligações inter-regionais, em R\$/MWh, e o Índice Custo-Benefício apresentados neste trabalho foram utilizados para avaliar a viabilidade econômica destas instalações de transmissão.

O trabalho também apresenta a evolução da RAP entre os anos 2000 e 2008, a qual aumentou cerca de 370%, influenciada por fatores como a correção monetária pelo Índice Geral de Preços do Mercado – IGP-M e a diferença entre os valores de receita associados às instalações antigas e a RAP associada às novas instalações de transmissão.

ABSTRACT

EXPANSION OF THE ELECTRICAL ENERGY TRANSMISSION SYSTEM IN BRAZIL

Author: Isabela Sales Vieira

Supervisor: Prof. Dr. Ivan Marques de Toledo Camargo

Program of Masters Degree in Electrical Engineering

April 2009, Brasília

The electrical energy transmission system in Brazil is of great importance for market service and for the reliability of the national electrical system. The vast expanse of the country demands a transmission system of large proportions, one that is capable of interconnecting the generation and the charge of the diverse geographic regions; thus, optimizing the operation of the system.

This paper presents a study on the expansion of the transmission system and the economic analysis of such expansion, especially in reference to interregional interconnections due to the importance of these installations to the National Interconnected System (Sistema Interligado Nacional - SIN).

The interregional interconnections merge the subsystems of SIN, allowing for the best possible utilization of generation capability and represent more than 25% of the Allowed Annual Revenue (Receita Anual Permitida - RAP) associated with the transmission installations. The average cost of the interregional interconnections, in R\$/MWh, and the presented Cost-Benefit Index in this paper were used to evaluate the economic viability of these transmission installations.

Furthermore, the paper shows the evolution of the Allowed Annual Revenue between the years 2000 and 2008, which increased by about 370%, and was influenced by factors such as the indexation by the General Market Price Index (Índice Geral de Preços do Mercado - IGP-M) and the difference between the revenue values associated with the old installations and the RAP associated with the new transmission installations.

SUMÁRIO

LISTA DE TABELAS	X
LISTA DE FIGURAS	XI
LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURA E ABREVIACÕES	XIV
1 - INTRODUÇÃO	1
2 - SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	3
2.1 - SUBSISTEMAS	5
2.1.1 - Subsistema Norte.....	5
2.1.2 - Subsistema Nordeste	6
2.1.3 - Subsistema Sudeste/Centro-oeste.....	6
2.1.4 - Subsistema Sul.....	6
2.2 - CRESCIMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	7
2.3 - TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	9
2.3.1 - Regulação do Serviço de Transmissão de Energia Elétrica	11
2.4 - EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO	12
2.4.1 - Planejamento da expansão.....	14
3 - INTERLIGAÇÕES INTER-REGIONAIS	18
3.1 - BACIAS HIDROGRÁFICAS	18
3.2 - INTERLIGAÇÃO ENTRE OS SUBSISTEMAS DO SIN.....	21
3.2.1 - Interligação Sul-Sudeste	22
3.2.2 - Interligação Norte-Nordeste	23
3.2.3 - Interligação Norte-Sul	23
3.2.4 - Interligação Sudeste-Nordeste.....	24
3.3 - EVOLUÇÃO DAS INTERLIGAÇÕES INTER-REGIONAIS	26
3.3.1 - Evolução dos Limites de Intercâmbio Inter-Regional.....	28
3.3.2 - Evolução do Intercâmbio verificado nas Interligações Inter- Regionais.....	29

4 - ASPECTOS ECONÔMICOS DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO.....	35
4.1 - RECEITA ANUAL PERMITIDA.....	35
4.1.1 - Receita Anual Permitida da Rede Básica	36
4.1.2 - Crescimento da Receita Anual Permitida da Rede Básica	37
4.1.3 - Impacto do IGP-M na Evolução da Receita Anual Permitida da Rede Básica .	39
4.1.4 - Impacto da diferença entre a RBSE e as novas receitas de transmissão	43
4.2 - EXPANSÃO DAS INTERLIGAÇÕES INTER-REGIONAIS	45
4.2.1 - Análise Custo-Benefício da Interligação de Subsistemas	45
4.2.2 - Despacho centralizado das usinas geradoras	47
4.2.3 - Custo Marginal da Operação	48
4.2.4 - Custo das interligações inter-regionais no Brasil	50
4.2.5 - Índice Custo-Benefício das Interligações	54
5 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	64
5.1 - CONCLUSÕES GERAIS	64
5.2 - RECOMENDAÇÕES PARA PESQUISAS FUTURAS	66
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	67

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Capacidade Instalada do Sistema Interligado Nacional, em MW. (Fonte: Banco de Informações de Geração – BIG, ANEEL)	4
Tabela 2.2 - Previsão de crescimento da Demanda, em MW médio, por subsistema do SIN (Fonte: Plano Anual da Operação Energética – PEN 2008).....	8
Tabela 4.1 - Crescimento percentual de Receita Anual Permitida da Rede Básica por Ciclo de Reajuste, entre 2000 e 2008.	41
Tabela 4.2 – Diferença entre a RAP das novas instalações de transmissão e a receita RBSE	44
Tabela 4.3 - Receita Anual Permitida, a preços de junho de 2008, relativa às interligações inter-regionais (ANEEL, 2008).	51

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Participação das diferentes fontes de geração na Capacidade Instalada do Sistema Interligado Nacional. (Fonte: Banco de Informações de Geração – ANEEL).....	4
Figura 2.2 - Carga, em MW médio, e Potência Instalada, em MW, dos subsistemas do SIN, em 2008.	7
Figura 2.3 - Crescimento Percentual do Setor Elétrico – Geração (MW), Carga (MW), Linhas de Transmissão (km) e Capacidade de Transformação (MVA) – entre os anos 2000 e 2008 (Fonte: modificado – MME, 2007).....	9
Figura 2.4 – Linhas de Transmissão do Sistema Interligado Nacional (Fonte: ONS)	10
Figura 2.5 - Linhas de Transmissão, em km, e Transformação, em MVA, licitados entre os anos 2000 e 2008.	13
Figura 2.6 – Evolução da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, em quilômetros de linha de transmissão. (Fonte: EPE, 2007).....	14
Figura 3.1 – Regiões Hidrográficas Brasileiras (Fonte: Conselho Nacional de Recursos Hídricos – CNRH)	18
Figura 3.2 – Integração eletroenergética do SIN. (Fonte: ONS).....	19
Figura 3.3- Média de Longo Termo da Energia Natural Afluente nos Subsistemas do SIN (ONS, 2008).....	20
Figura 3.4 - Variação da Média de Longo Termo da Energia Natural Afluente ao longo do ano nos Subsistemas do SIN (ONS, 2008).	20
Figura 3.5 - Interligações Inter-Regionais (Fonte: EPE - Estudo do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica).....	21
Figura 3.6 - Interligação Sul-Sudeste. (Fonte: ONS – Planejamento da Operação Elétrica)	22
Figura 3.7 - Interligações Norte-Nordeste, Norte-Sul e Sudeste-Nordeste. (Fonte: ONS – Planejamento da Operação Elétrica – PEL 2008).....	25
Figura 3.8 – Comparação das interligações Norte-Sul, Norte-Nordeste e Sudeste-Nordeste nos anos 2000 e 2008.....	27
Figura 3.9 - Interligações entre os subsistemas do SIN.....	28
Figura 3.10 - Evolução dos limites de intercâmbio das interligações inter-regionais.....	29
Figura 3.11 - Intercâmbio de Energia, em MW médio, na Interligação Sul - Sudeste.....	30
Figura 3.12 - Intercâmbio de Energia, em MW médio, na Interligação Norte - Sul.....	30

Figura 3.13 - Intercâmbio de Energia, em MW médio, na Interligação Sudeste - Nordeste.	31
Figura 3.14 - Intercâmbio de Energia, em MW médio, na Interligação Norte - Nordeste... 31	31
Figura 3.15 – Comparação entre o limite médio de intercâmbio e o recebimento de energia do subsistema Nordeste entre janeiro de 2004 e janeiro de 2009.....	33
Figura 3.16 – Comparação entre o limite médio de intercâmbio e o recebimento de energia do subsistema Sul entre janeiro de 2004 e janeiro de 2009.....	33
Figura 3.17 – Comparação entre o limite médio de intercâmbio e a exportação de energia do subsistema Norte entre janeiro de 2004 e janeiro de 2009.	33
Figura 4.1 - Participação das parcelas de receita na RAP da Rede Básica, ciclo 2008-2009.	37
Figura 4.2 - Crescimento Percentual do Setor Elétrico – Geração (MW), Carga (MW), Linhas de Transmissão (km) e Capacidade de Transformação (MVA) – e da Receita Anual Permitida da Rede Básica (R\$), entre os anos de 2000 e 2008	38
Figura 4.3 - Evolução da Receita Anual Permitida da Rede Básica ao longo dos ciclos de reajuste anual de receitas.	38
Figura 4.4 - Evolução da Receita Anual Permitida com destaque para a porção da receita resultante da atualização monetária por IGP-M.	40
Figura 4.5 - Evolução da parcela da Receita Anual Permitida relativa às Instalações de Transmissão Existentes em 1999.....	41
Figura 4.6 – Comparação entre atualização da Receita Anual Permitida pelo IGP-M e pelo IPCA.	42
Figura 4.7 - Proporção entre as Novas Instalações de Transmissão e as Instalações que compõem a RBSE – Ciclo 2008-2009.....	43
Figura 4.8 – Curvas de suprimento de dois subsistemas isolados – A e B.....	1
Figura 4.9 – Custo Marginal da Operação após a interligação dos subsistemas.....	1
Figura 4.10 – Valor esperado do Custo Marginal da Operação, em R\$/MWh, entre 2008 e 2012, na região Sudeste/Centro-oeste. (Fonte: ONS – PEN 2008)	49
Figura 4.11 – Valor esperado do Custo Marginal da Operação, em R\$/MWh, entre 2008 e 2012, na região Sul. (Fonte: ONS – PEN 2008).....	49
Figura 4.12 – Valor esperado do Custo Marginal da Operação, em R\$/MWh, entre 2008 e 2012, na região Nordeste. (Fonte: ONS – PEN 2008).....	49

Figura 4.13 – Valor esperado do Custo Marginal da Operação, em R\$/MWh, entre 2008 e 2012, na região Norte. (Fonte: ONS – PEN 2008).....	50
Figura 4.14 - Custo Anual Médio das Interligações Inter-Regionais em R\$/MWh.....	52
Figura 4.15 - Custo Marginal da Operação em Função da Quantidade de Geração por Fontes Hidroelétricas e Termoelétricas no Subsistema Sul.....	54
Figura 4.16 – Interligação entre subsistemas vista como uma usina virtual.	56
Figura 4.17 – Representação das interligações inter-regionais como usinas virtuais.	59
Figura 4.18 - Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus (Fonte: Edital do Leilão nº 004/2008-ANEEL).....	62

LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURA E ABREVIACÕES

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BIG – Banco de Informações de Geração

CCT – Contrato de Conexão à Transmissão

CF – Custos Fixos

CMO – Custo Marginal da Operação

CPST – Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão

EA – Energia Assegurada

ENA – Energia Natural Afluenta

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

ICB – Índice Custo-Benefício

ICB_{INT} – Índice Custo-Benefício das Interligações

IGP-M – Índice Geral de Preços do Mercado

IPCA – Índice de Preços ao Consumidor Amplo

Mercosul – Mercado Comum do Sul

MLT – Média de Longo Termo

MME – Ministério de Minas e Energia

O&M – Operação e Manutenção

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PAR – Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica

PAR-DIT – Proposta Anual de Ampliações e Reforços em Instalações de Transmissão não Integrantes da Rede Básica

PCH – Pequena Central Hidroelétrica

PCT – Pequena Central Termoelétrica

PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia

PDEE – Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica

PEN – Plano Anual da Operação Energética

PET – Programa de Expansão da Transmissão

PIB – Produto Interno Bruto

PMO – Programa Mensal de Operação

RAP – Receita Anual Permitida

RAP_{INT} – Receita Anual Permitida associada das interligações inter-regionais

RBNI – Rede Básica - Novas Instalações

RBSE – Rede Básica do Sistema Existente

SIN – Sistema Interligado Nacional

TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

TUST_{FR} – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – Fronteira

TUST_{RB} – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – Rede Básica

π_{INT} – Custo médio anual das interligações inter-regionais em R\$/MWh

$c_i(G_{INT})$ – Custo da interligação i

$c(G_{DISP})$ – Índice custo-benefício de usinas contratadas por disponibilidade

P_i – Indicador de prioridade da interligação i

$|f_{INT}|$ Soma dos valores absolutos da energia transmitida em MWh/ano

LI_i – Limite médio de intercâmbio da interligação i

1 - INTRODUÇÃO

O Brasil é o maior país da América Latina, com uma área total de 8.514.876,60 km², o que representa quase metade (47,3%) da América do Sul, e com pontos extremos que distam cerca de 4.300 km tanto no sentido leste-oeste quanto no sentido norte-sul.

Com uma população que se aproxima dos 200 milhões de habitantes, o Brasil tem apresentado nos últimos anos um crescimento econômico da ordem de 4,5% ao ano. Isto implica elevados investimentos no setor de energia elétrica, com a expansão do parque gerador e a construção de linhas de transmissão e redes de distribuição capazes de atender ao crescimento da demanda.

Acompanhando o crescimento da economia, desde o ano 2000 o setor elétrico cresceu cerca de 40%, com a introdução de novas fontes de geração e com um aumento expressivo na capacidade instalada do sistema de transmissão. Entretanto, embora o crescimento do sistema elétrico nacional traga benefícios para a sociedade, sob o aspecto da regulação é importante que a expansão seja avaliada em conjunto com o seu impacto nas tarifas pagas pelo consumidor final.

Para o órgão regulador é desejável que exista um equilíbrio entre a garantia de atendimento à demanda, a atratividade do setor elétrico para os investidores, a confiabilidade do sistema e o custo para os consumidores. Neste sentido, a avaliação da expansão do sistema de transmissão é fundamental num país com a dimensão do Brasil, onde grande parte da geração de energia elétrica encontra-se longe dos centros de carga, o que resulta em um sistema de transmissão complexo, com linhas de transmissão de grande extensão.

O objetivo deste trabalho é avaliar a expansão do sistema de transmissão de energia elétrica no Brasil, especialmente sob o aspecto econômico, considerando a evolução do sistema ao longo dos anos e o crescimento dos custos associados à transmissão de energia elétrica. A abordagem utilizada é a do custo da disponibilidade, em que as interligações inter-regionais são consideradas usinas virtuais, de modo que seu custo de disponibilidade é comparado com o custo de geração associado aos contratos por disponibilidade.

Na prática, devido à predominância de geração hidroelétrica e à existência de bacias hidrográficas com comportamentos hidrológicos heterogêneos, a transmissão no Brasil é um elo entre as bacias, que permite o aproveitamento da energia hidroelétrica gerada nos diferentes subsistemas.

Desta forma, neste trabalho a expansão do sistema de transmissão de energia elétrica é avaliada considerando as peculiaridades do sistema elétrico brasileiro e a importância das interligações inter-regionais para o atendimento ao mercado de energia elétrica do país. Como resultado é mostrada a viabilidade econômica da evolução das interligações inter-regionais, uma vez que seus custos são menores que os benefícios obtidos.

O texto é dividido em cinco capítulos, incluindo este capítulo introdutório. No Capítulo 2 são apresentadas as principais características do sistema elétrico brasileiro, destacando o crescimento do setor nos últimos anos e os principais aspectos relacionados à transmissão de energia elétrica no Brasil. O Capítulo 3 é dedicado às interligações inter-regionais, ressalta a importância destas instalações de transmissão para o setor elétrico e apresenta a evolução dos limites de intercâmbio e do intercâmbio verificado entre os subsistemas interligados. O Capítulo 4 apresenta alguns aspectos econômicos da expansão do sistema de transmissão, como o impacto do índice de correção monetária e da introdução de novas instalações no crescimento da Receita Anual Permitida da Rede Básica, e traz uma análise custo-benefício das interligações inter-regionais. Finalmente, no Capítulo 5 são apresentadas as conclusões do trabalho.

2 - SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

O sistema elétrico brasileiro apresenta como particularidade um parque gerador hidrotérmico, com forte predominância de usinas hidroelétricas, e um sistema de transmissão com linhas de grande extensão.

Como os melhores aproveitamentos hídricos estão situados em locais distantes dos centros consumidores, o sistema elétrico conta com um extenso sistema de transmissão que viabiliza a troca de energia entre regiões e o aproveitamento da diversidade de regime hidrológico das diferentes bacias hidrográficas.

Atualmente, o sistema elétrico brasileiro compreende o Sistema Interligado Nacional – SIN, que abrange as regiões Sul, Sudeste, Centro-oeste, Nordeste e parte da região Norte, e os sistemas isolados, isto é, áreas geográficas ainda não integradas ao SIN, localizados basicamente na região Amazônica. O atendimento à demanda nos sistemas isolados é realizado, principalmente, por pequenas centrais geradoras, especialmente, termoelétricas a óleo diesel. O SIN, por sua vez, é um sistema hidrotérmico de grande porte, com mais de 100 GW de potência instalada, sendo que cerca de 85% da geração de energia elétrica é advinda de fontes hídricas.

A operação do SIN é realizada de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, que procura garantir a segurança operativa do sistema e a otimização na utilização dos recursos eletroenergéticos. A operação centralizada do sistema busca atender aos requisitos da carga, considerando, entre outras coisas, as condições técnicas e econômicas para o despacho das usinas, as necessidades de energia dos agentes de consumo, os mecanismos de segurança operativa, as restrições de transmissão, o custo do déficit de energia e as interligações internacionais (ONS, 2008).

O atendimento ao mercado no SIN é fortemente dependente dos níveis de armazenamento dos reservatórios, das afluências às usinas hidroelétricas e da disponibilidade de geração térmica complementar ao parque hidroelétrico existente.

A Figura 2.1, a seguir, ilustra o percentual de participação das diversas fontes de geração na capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional¹.

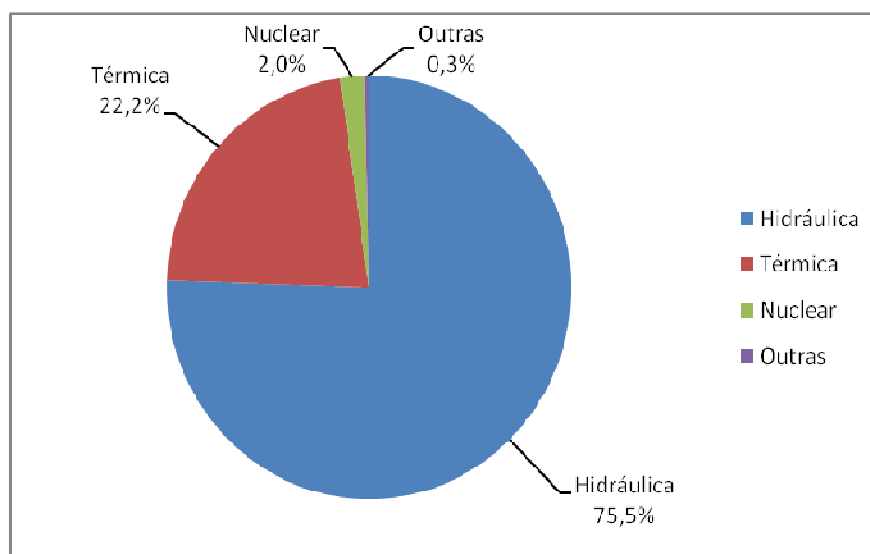


Figura 2.1 – Participação das diferentes fontes de geração na Capacidade Instalada do Sistema Interligado Nacional. (Fonte: Banco de Informações de Geração – ANEEL)

A capacidade instalada no SIN, em dezembro de 2008, era de 102.623.251 kW, excluindo a parcela paraguaia de Itaipu disponível para o Brasil, segundo o Banco de Informações de Geração – BIG disponibilizado pela ANEEL, distribuídos em 1.997 empreendimentos de geração.

A Tabela 2.1 mostra a capacidade instalada por fonte de geração, destacando a parcela de Itaipu 50 Hz disponível para o Brasil.

Tabela 2.1 - Capacidade Instalada do Sistema Interligado Nacional, em MW. (Fonte: Banco de Informações de Geração – BIG, ANEEL)

Capacidade Instalada do SIN (MW)		
Hidráulica	74.901	69,2%
Térmica	22.758	21,0%
Nuclear	2.007	1,9%
PCH	2.466	2,3%
Eólica	338	0,3%
Outras	153	0,1%
Subtotal	102.623	
Itaipu 50 Hz (Paraguai)	5.650	5,2%
TOTAL	108.273	100,0%

¹ Embora a capacidade instalada de geração hidroelétrica represente 75,5% do SIN, a geração de energia proveniente desta fonte é em torno de 85%, isto porque a geração térmica serve, principalmente, para complementar a geração hidroelétrica nos períodos de baixas afluências.

Está prevista para os próximos anos uma adição de mais de 37 GW na capacidade de geração, em empreendimentos já outorgados, dos quais 53,8% em geração hidráulica, 38,6% em geração térmica e 7,5% em geração eólica (BIG – ANEEL). O aumento na participação de outras fontes pode ser explicado, entre outros fatores, pelo aumento das exigências ambientais para construção de hidroelétricas.

2.1 - SUBSISTEMAS

Devido à sua magnitude, o SIN é dividido em quatro subsistemas eletricamente interligados: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-oeste e Sul, cada um com características distintas quanto às condições hidrológicas e ao mercado de energia elétrica.

2.1.1 - Subsistema Norte

O subsistema Norte é composto pelos estados do Pará, Maranhão e Tocantins e é caracterizado pelo atendimento a cargas industriais eletro-intensivas no estado do Pará – Belém e região de Carajás – e no Maranhão, em São Luís (PDE, 2008). Esse sistema é responsável por cerca de 7% do consumo de energia elétrica do SIN, o que representa uma carga em torno de 3.600 MW médio.

O subsistema Norte é suprido quase que integralmente pela energia gerada na Usina Hidroelétrica de Tucuruí e, durante o período seco, importa energia das regiões Sudeste/Centro-oeste e Sul através da interligação Norte-Sul. No período úmido, os excedentes de energia da região Norte são exportados tanto para a região Nordeste quanto para as regiões Sudeste/Centro-oeste e Sul (PDE, 2008).

O sistema interligado da região Norte possui uma capacidade instalada da ordem de 10.240 MW, sendo cerca de 97,5% em geração hidráulica e 2,5% em geração térmica, com a maior parte dos aproveitamentos hídricos localizados no estado do Pará.

2.1.2 - Subsistema Nordeste

O subsistema Nordeste compreende os estados do Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia, e apresenta uma carga de energia elétrica em torno de 7.500 MWmédio, cerca de 14% do consumo do SIN, e uma capacidade instalada da ordem de 14.360 MW, sendo 76% em geração hidráulica, 23,5% em geração térmica e 0,5% em geração eólica.

Tal subsistema é suprido pela energia gerada na própria região, complementada pela energia importada das regiões Sudeste/Centro-oeste e pelos excedentes de energia da região Norte (PDE, 2008).

2.1.3 - Subsistema Sudeste/Centro-oeste

O subsistema Sudeste/Centro-oeste representa o maior centro de carga do sistema interligado, dada a sua condição de centro industrial, comercial e econômico. Formado pelos estados do Espírito Santo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, São Paulo, Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e pelo Distrito Federal, representa mais de 60% do consumo de energia elétrica do SIN, com carga em torno de 32.300 MWmédio.

A região Sudeste/Centro-oeste possui uma capacidade instalada da ordem de 58.000 MW, sendo 79% em hidroelétricas, 18% em termoelétricas e 3% em térmicas nucleares, com a maior parte dos aproveitamentos hidrelétricos localizada nas bacias dos rios Grande, Paranaíba e Paraná.

2.1.4 - Subsistema Sul

O subsistema Sul compreende os estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná, e representa cerca de 17% do consumo de energia elétrica do SIN, apresentando uma carga em torno de 8.600 MWmédio.

Esse subsistema possui uma capacidade instalada da ordem de 18.000 MW, sendo 87% em geração hidráulica, 12% em geração térmica e 1% em geração eólica, com a maior parte dos aproveitamentos hídricos localizados nas bacias dos rios Iguaçu, Uruguai e Paraná. O subsistema Sul tem importante papel na integração com os países do Mercosul, além de contribuir com a otimização energética entre as regiões Sul e Sudeste através de conexões com os estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul.

A Figura 2.2 ilustra a carga, em MWmédio, e a potência instalada, em MW, nos subsistemas do SIN, com dados relativos ao ano 2008.

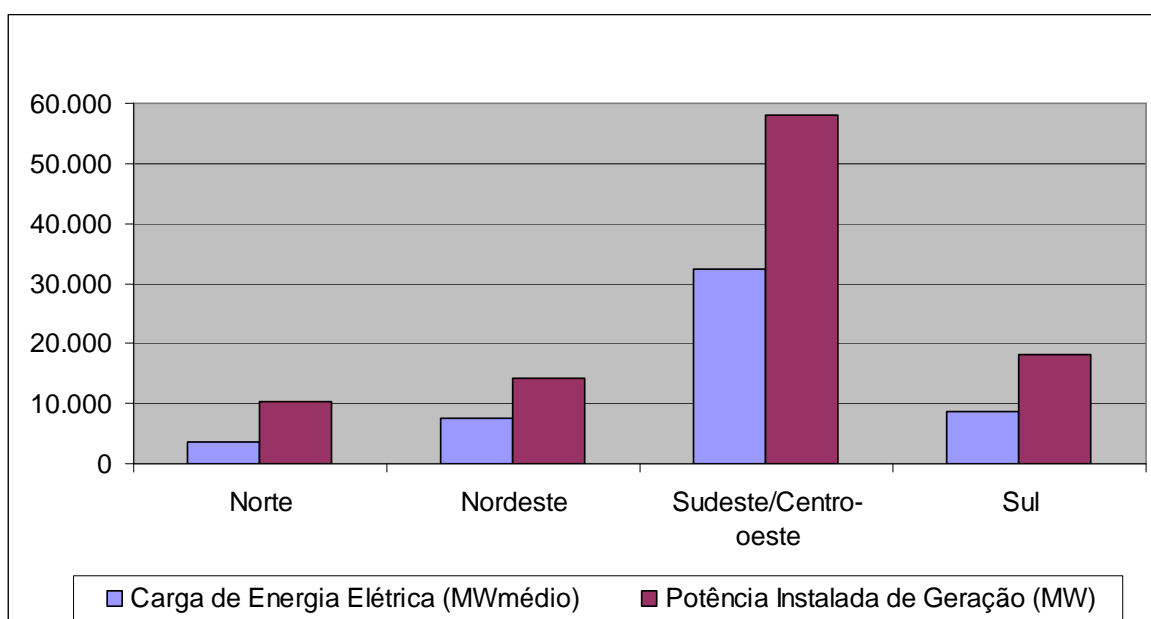


Figura 2.2 - Carga, em MWmédio, e Potência Instalada, em MW, dos subsistemas do SIN, em 2008.

2.2 - CRESCIMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Ao longo dos últimos anos o consumo de energia elétrica no Brasil apresentou índices de expansão superiores ao Produto Interno Bruto - PIB², fruto do aumento populacional concentrado nas zonas urbanas e do crescimento da economia nacional.

² Fato normal nas economias ainda em desenvolvimento, em que a elasticidade do consumo de energia elétrica em relação ao PIB é razoavelmente maior do que 1,0.

A Tabela 2.2 mostra a demanda, em MWmédio, por subsistema e a previsão de crescimento considerada no Plano Anual da Operação Energética – PEN 2008 (ONS, 2008).

Tabela 2.2 - Previsão de crescimento da Demanda, em MWmédio, por subsistema do SIN
(Fonte: Plano Anual da Operação Energética – PEN 2008)

Ano	Sudeste/Centro-oeste	Sul	Nordeste	Norte	SIN
2007 (*)	31.287	8.247	7.280	3.531	50.345
2008	32.534	8.582	7.597	3.687	52.400
2009	34.486	9.025	8.057	3.935	55.503
2010	36.197	9.453	8.439	4.156	58.245
2011	37.781	9.865	8.851	4.390	60.887
2012	39.307	10.276	9.264	4.546	63.393

(*) Valor verificado

As previsões de crescimento de carga apresentadas na Tabela 2.2 adotam uma taxa de crescimento médio anual entre 2008 e 2012 de 4,9%, considerando um crescimento do PIB de 5%.

O crescimento da demanda máxima de energia elétrica, apesar de um período de retração nos anos 2003 e 2004, apresentou um índice médio anual de 2,8% desde o ano 2000, quando o Sistema Interligado Nacional contava com uma demanda máxima de 52.155 MW. A potência instalada de geração no mesmo período era de 64.155 MW, apresentando, entre os anos 2000 e 2008, um crescimento médio anual de 5,4% (ANEEL, 2008).

A extensão da Rede Básica de transmissão passou de 69.127 km, em 2000, para 91.055 km, em 2008, resultando em um crescimento médio de 3,1% ao ano, enquanto a capacidade de transformação cresceu de 140.000 MVA para 203.466 MVA, totalizando uma taxa média de crescimento anual de 4,2% (ANEEL, 2008). Em termos de consumo de energia elétrica, o Brasil atingiu, em 2008, 434 TWh, segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDEE 2008-2017 (MME, 2008).

A Figura 2.3 apresenta o crescimento percentual do sistema elétrico, em relação aos números do ano 2000, em termos da evolução da demanda máxima dos agentes de consumo (Carga), da potência instalada de geração (Geração), do sistema de transmissão em quilômetros de linhas (Transmissão) e da capacidade de transformação (Transformação).

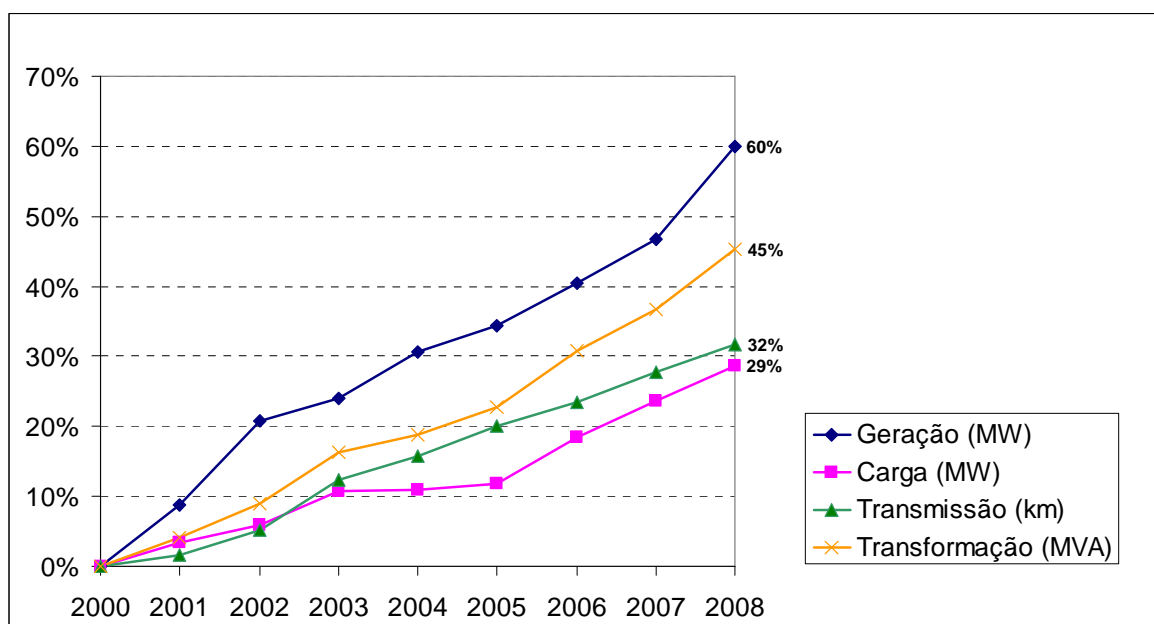


Figura 2.3 - Crescimento Percentual do Setor Elétrico – Geração (MW), Carga (MW), Linhas de Transmissão (km) e Capacidade de Transformação (MVA) – entre os anos 2000 e 2008 (Fonte: modificado – MME, 2007).

2.3 - TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Diante da grande extensão do território brasileiro e da predominância de geração hidroelétrica, um sistema de transmissão confiável e robusto é fundamental para o atendimento energético do país. O sistema de transmissão de energia elétrica serve, neste caso, para a distribuição espacial da energia gerada, conectando as usinas geradoras às subestações de distribuição, além de interligar as diferentes bacias hidrográficas.

O Sistema Interligado Nacional estende-se sobre quase todo o território brasileiro e possibilita o intercâmbio de energia entre as diferentes regiões do país, como ilustrado no mapa da Figura 2.4.

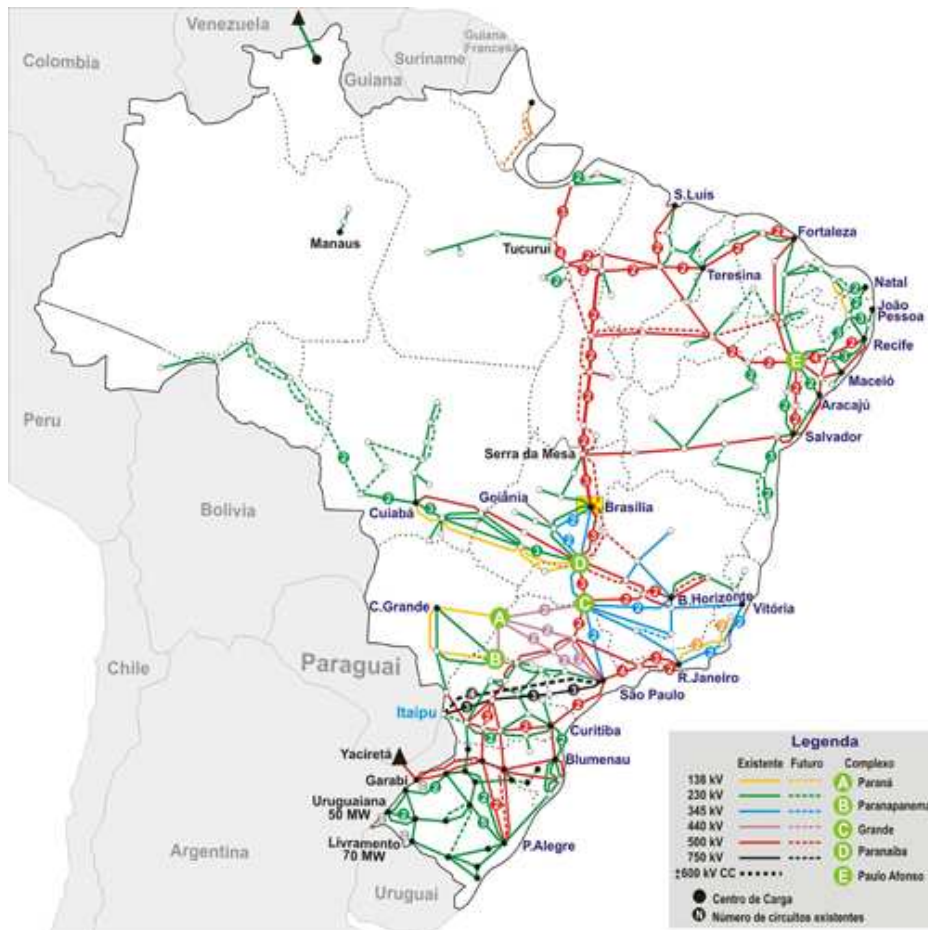


Figura 2.4 – Linhas de Transmissão do Sistema Interligado Nacional (Fonte: ONS)

O SIN é composto por instalações de transmissão em níveis de tensão de até 765 kV, sendo as instalações com tensão igual ou superior a 230 kV pertencentes à Rede Básica. A Rede Básica do SIN, além das linhas de transmissão e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV, compreende, também, as instalações de fronteira, compostas pelos transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário (ANEEL, 2004).

Além das instalações de Rede Básica, constituem o SIN as Demais Instalações de Transmissão – DIT, que compreendem: as linhas de transmissão e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso de centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de consumidores livres, em caráter exclusivo; as interligações internacionais e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica; e linhas de transmissão e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV (ANEEL, 2004).

2.3.1 - Regulação do Serviço de Transmissão de Energia Elétrica

A atividade de transmissão de energia elétrica no Brasil é regulada e tem como premissa a garantia do livre acesso à rede, mediante ressarcimento dos custos de transporte envolvido (Lei nº 9.074/1995). A regulação assim caracterizada é uma das atribuições da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que tem a responsabilidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do Governo Federal (Lei nº 9.427/1996).

Além disso, a regulação dos serviços de transmissão de energia elétrica objetiva garantir a qualidade do serviço prestado, estimular um ambiente regulatório seguro e permitir um equilíbrio entre a atratividade do setor para os investidores e a modicidade tarifária.

Em termos gerais, a atividade de transmissão de energia elétrica é exercida mediante concessão, precedida de licitação na modalidade de leilão. Os vencedores dos certames licitatórios celebram com o Poder Concedente contratos de concessão de serviço público de transmissão, para a construção, operação e manutenção de instalações de transmissão. As concessionárias são responsáveis pela adequada prestação do serviço, bem como pela execução de reforços nas instalações existentes, mediante autorização da ANEEL.

Como contrapartida à prestação do serviço de transmissão de energia elétrica, as concessionárias recebem uma Receita Anual Permitida – RAP destinada a remunerar o investimento realizado com a expansão do sistema e cobrir os custos de operação e manutenção das instalações.

A RAP associada aos ativos da Rede Básica tem sua arrecadação mediante as Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, constituída por duas componentes: a $TUST_{RB}$, aplicável a todos os usuários do SIN, e a $TUST_{FR}$, aplicável apenas aos usuários das instalações de fronteira da Rede Básica ou das Demais Instalações de Transmissão compartilhadas (ANEEL, 2004).

De outro modo, as Demais Instalações de Transmissão de uso exclusivo são remuneradas por meio dos encargos de conexão estabelecidos nos Contratos de Conexão à Transmissão – CCT, celebrados entre os acessantes e as concessionárias de transmissão.

As instalações de transmissão integrantes da Rede Básica são disponibilizadas, mediante Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST, ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, que coordena e opera o SIN segundo regras operativas aprovadas pela ANEEL e consolidadas nos Procedimentos de Rede.

2.4 - EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

A expansão do sistema de transmissão tem como objetivos garantir as melhores condições operacionais futuras ao menor custo, preservar a segurança e o desempenho da rede, promover a otimização da operação eletroenergética e garantir a competição nos segmentos de geração e comercialização, assegurando o livre acesso à rede.

No Brasil, a expansão do sistema de transmissão teve um período de estagnação entre o início da década de 80 e meados da década de 90, devido ao esgotamento da capacidade do Estado para suportar investimentos no setor elétrico. A falta de investimentos, associada a condições hidrológicas desfavoráveis, culminou na crise de abastecimento ocorrida no ano 2001, com um racionamento de grandes proporções.

Diante dos problemas enfrentados pelo setor, iniciou-se na década de 90 o processo de reforma setorial, que buscava introduzir a competição, a exemplo do que ocorria em diversos países, aumentando a participação da iniciativa privada na expansão da capacidade instalada.

Com a reforma, as empresas, que na época podiam exercer, ao mesmo tempo, as atividades de geração, transmissão, distribuição e/ou comercialização, foram desverticalizadas, e os primeiros contratos de concessão exclusivos para o serviço público de transmissão foram assinados.

Como destacado anteriormente, neste período, a Rede Básica de transmissão compreendia cerca de 67.000 km e capacidade de transformação em torno de 140.000 MVA, distribuídos em 14 concessões de serviço público de transmissão.

Após o estabelecimento do novo marco legal do setor elétrico, e com base na Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e no Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998, a atividade de transmissão passou a ser exercida mediante concessão, precedida de licitação. Desde o ano 2000, foram licitados mais de 25.000 km de linhas de transmissão e 27.000 MVA em capacidade de transformação. A Figura 2.5 mostra o incremento na capacidade instalada de transmissão, em quilômetros de linhas de transmissão e em capacidade de transformação, entre os anos 2000 a 2008.

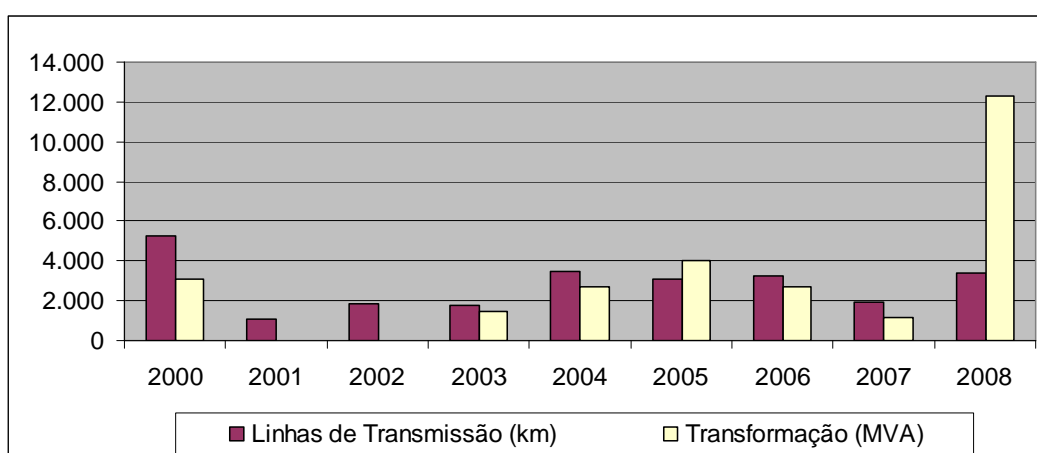


Figura 2.5 - Linhas de Transmissão, em km, e Transformação, em MVA, licitados entre os anos 2000 e 2008.

Até dezembro de 2008, os contratos de transmissão já somavam 89, assinados por 71 empresas, com forte participação de empresas privadas nacionais e estrangeiras, sobretudo de origem espanhola e italiana.

A previsão, até 2016, é de que a Rede Básica atinja quase 120.000 km, segundo o levantamento apresentado nos estudos do Plano Decenal da Expansão de Energia Elétrica – PDEE, da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, ilustrado na Figura 2.6. Esse elevado crescimento faz do Brasil uma exceção no que diz respeito à expansão do setor de transmissão, tornando-o uma das nações líderes no mundo em termos de adição de novas instalações de transmissão (GROSS, 2007), com relevantes benefícios para o setor elétrico.

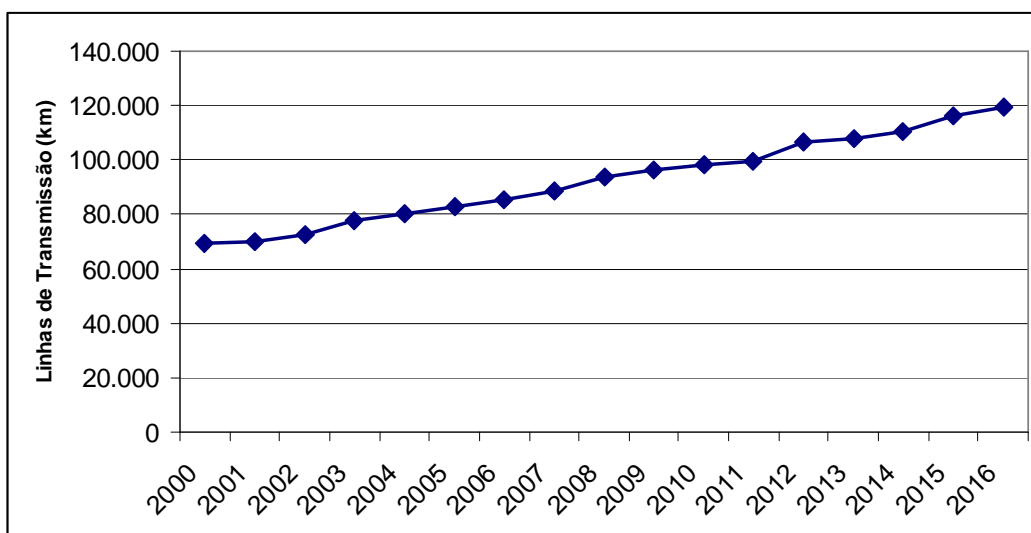


Figura 2.6 – Evolução da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, em quilômetros de linha de transmissão. (Fonte: EPE, 2007)

2.4.1 - Planejamento da expansão

Devido às particularidades do sistema elétrico brasileiro, como a dimensão do parque gerador e a predominância de hidroelétricas, o planejamento da expansão do sistema é centralizado. Ao contrário do que ocorre na rede de distribuição, a decisão de expandir o sistema de transmissão não cabe às concessionárias, mas ao Poder Concedente.

O planejamento da expansão da transmissão busca alternativas, a partir da configuração básica do sistema, das projeções de mercado, dos programas indicativos de geração e das propostas tecnológicas para o horizonte de estudos, a fim de garantir o suprimento de energia a mínimo custo.

De modo geral, o planejamento da expansão baseia-se na avaliação do desempenho elétrico da rede, por meio de simulações em regime permanente e em frequência industrial, complementadas por diversos estudos, entre os quais: estudos de confiabilidade, análise de superação de equipamentos, estudos das interligações inter-regionais e internacionais e estudos de dimensionamento da compensação de energia reativa.

No planejamento da expansão do sistema de transmissão brasileiro é adotada a premissa de que não deve haver corte de carga ao longo do horizonte de estudo, provocado pela ocorrência de contingência simples (Critério N-1) de quaisquer elementos da rede. Sendo admitida a não observância ao Critério N-1 para linhas de transmissão radiais, subestações conectadas à rede básica em derivação e circuitos duplos, para os quais o tratamento depende de análise de desempenho e do impacto provocado pela contingência (ONS, 2008).

Com base nos critérios de planejamento e nas análises técnicas do sistema são estabelecidos programas de obras para diversas alternativas até o ano horizonte, as quais são comparadas no aspecto técnico, sob o ponto de vista elétrico, e no aspecto econômico, de forma que seja definida a alternativa de melhor custo-benefício. Assim, as diversas alternativas em estudo são analisadas em regime normal e sob contingência simples, para as condições de carga pesada, intermediária e leve, e, de maneira geral, os estudos seguem os passos destacados a seguir:

Preparação de dados: além do conhecimento da topologia da rede elétrica, é fundamental para a realização dos estudos de planejamento a existência de dados sobre o mercado de energia elétrica a ser atendido e sobre a geração a ser considerada.

Formulação de alternativas: a partir do conhecimento da configuração básica do sistema de transmissão, das projeções de mercado e dos programas indicativos de geração são formuladas para o ano horizonte alternativas para a expansão do sistema de transmissão.

Pré-seleção de alternativas: as alternativas menos adequadas ou mais onerosas são eliminadas após uma análise técnica e econômica simplificada, reduzindo o número de alternativas submetidas a estudos mais detalhados.

Estudos elétricos: a análise técnica do desempenho das alternativas pré-selecionadas é realizada com a utilização de ferramentas de simulação digital, com base em modelos que dependem do horizonte de estudo analisado. Nos estudos de longo prazo, como os aspectos estratégicos e macroeconômicos são os mais importantes, são adotadas algumas simplificações. De outro modo, nos estudos de médio e curto prazo, os modelos de análise de desempenho elétrico são mais elaborados e representam os elementos do sistema de

forma mais detalhada. O processo de planejamento envolve um conjunto variado de estudos elétricos de simulação de rede em regime permanente e transitório, como os estudos de fluxo de potência, estabilidade de tensão, energização em regime permanente, confiabilidade, estabilidade eletromecânica e estudos de curto-circuito.

Estudos econômicos: após os estudos elétricos são realizadas análises econômicas, envolvendo a avaliação de custos e benefícios das alternativas, a fim de selecionar aquelas de menor custo global.

Avaliação final: o plano de expansão mais atrativo resulta da seleção das alternativas de custo mínimo, sustentada nas análises de custos e benefícios.

No setor elétrico brasileiro o planejamento da expansão é conduzido pelo Ministério de Minas e Energia – MME, subsidiado por estudos elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE e pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

2.4.1.1 - Empresa de Pesquisa Energética – EPE

A EPE é uma empresa vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas voltados para o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo, gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras. Entre as atribuições da EPE está a elaboração dos estudos para o planejamento da expansão do sistema elétrico no longo, médio e curto prazo.

Os estudos de longo prazo alcançam um horizonte de até trinta anos, com foco nas estratégias de desenvolvimento do sistema elétrico, na composição futura do parque gerador e nos principais troncos e sistemas de transmissão. A partir do programa de desenvolvimento tecnológico e industrial e do inventário das bacias hidrográficas, são definidas as diretrizes para os estudos de médio e curto prazo e determinados os custos marginais de expansão a longo prazo.

Por outro lado, nos estudos de médio e curto prazo são considerados: a evolução do mercado, a disponibilidade de fontes energéticas primárias para geração, as tendências de evolução tecnológicas e os impactos ambientais dos projetos. Os estudos de médio prazo têm horizonte de dez anos e resultam no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – PDEE, emitido anualmente pela EPE. No PDEE são relacionados os empreendimentos de geração e de transmissão necessários ao longo do período, definidos com base nas análises das condições de suprimento ao mercado dos diversos subsistemas, nos prazos de implantação dos empreendimentos e na capacidade financeira do setor elétrico.

Finalmente, no curto prazo, o planejamento tem caráter determinativo, uma vez que as obras são consideradas inadiáveis para garantia das condições de atendimento do mercado. As conclusões dos estudos de curto prazo consistem no Programa de Expansão da Transmissão – PET, elaborado anualmente pela EPE, com um horizonte de cinco anos.

2.4.1.2 - Operador Nacional de Sistema Elétrico – ONS

O ONS é responsável pela coordenação da operação integrada do Sistema Interligado Nacional. Além das atividades relacionadas à operação do sistema elétrico, é responsabilidade do ONS elaborar o Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica – PAR e a Proposta Anual de Ampliações e Reforços em Instalações de Transmissão não Integrantes da Rede Básica – PAR-DIT.

O PAR e a PAR-DIT têm periodicidade anual, horizonte de planejamento de três anos e indicam as ações necessárias para garantir que a operação do SIN ocorra em adequação com os padrões de desempenho. Tais documentos são elaborados com base nas solicitações de acesso, nas previsões de carga, nas obras em andamento de geração e transmissão, bem como nas informações do planejamento, da programação da operação elétrica e energética e da operação em tempo real.

Com base nos estudos do ONS e da EPE, o Ministério de Minas e Energia estabelece os planos de expansão do setor elétrico, ficando a cargo da ANEEL, mediante delegação do Poder Concedente, promover os leilões de transmissão e autorizar os reforços no sistema de transmissão.

3 - INTERLIGAÇÕES INTER-REGIONAIS

O Sistema Interligado Nacional é composto por um conjunto significativo de usinas hidroelétricas programadas e despachadas centralizadamente, localizadas, em grande parte, distantes dos grandes centros de carga. Neste contexto, a grande extensão territorial e as variações climáticas e hidrológicas tornam fundamentais para o suprimento de eletricidade do país a transmissão de grandes blocos de energia elétrica e a interligação dos subsistemas.

Além disso, as diferenças climáticas e hidrológicas resultam em excedentes ou déficits de produção hidroelétrica em determinadas regiões e períodos do ano. Neste contexto, as interligações inter-regionais são essenciais para compensar o déficit de geração de energia em uma região com o excesso de capacidade de geração em outras, otimizando, assim, o uso dos recursos energéticos.

3.1 - BACIAS HIDROGRÁFICAS

O potencial hídrico inventariado no Brasil é estimado em 260 GW (ALMEIDA, 2004), dos quais são aproveitados cerca de 30%, distribuídos em 12 regiões hidrográficas espalhadas pelo território brasileiro, destacadas na Figura 3.1.



Figura 3.1 – Regiões Hidrográficas Brasileiras (Fonte: Conselho Nacional de Recursos Hídricos – CNRH)

As regiões hidrográficas brasileiras compreendem o espaço territorial constituído por uma bacia, grupo de bacias ou sub-bacias hidrográficas contíguas com características naturais, sociais e econômicas homogêneas ou similares (CNHR, 2003). A Figura 3.2, a seguir, mostra a integração eletroenergética entre as principais bacias e sub-bacias hidrográficas do SIN.

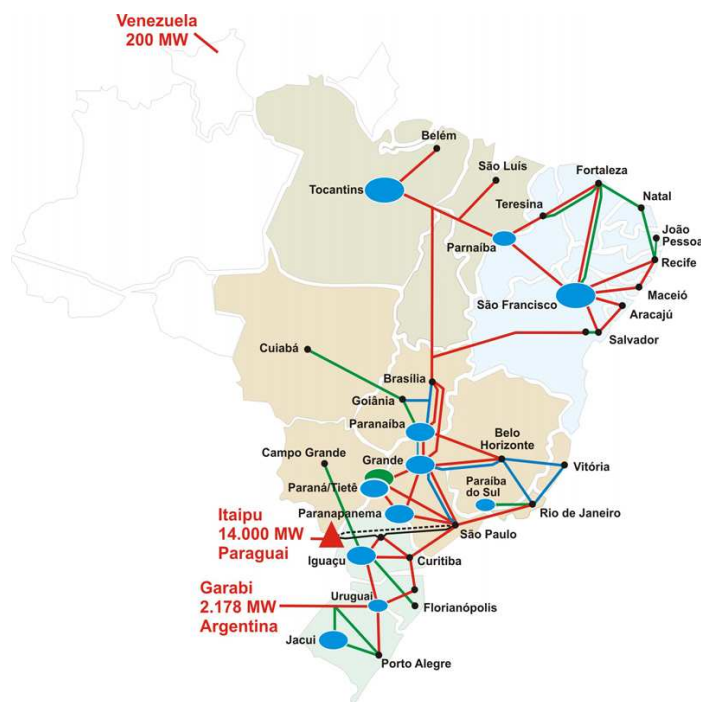


Figura 3.2 – Integração eletroenergética do SIN. (Fonte: ONS)

A maior parte da potência instalada está nos estados de São Paulo, Minas Gerais, Paraná, Bahia, Pará e Goiás, sendo cerca de 2/3 da capacidade instalada localizada na região hidrográfica do Rio Paraná. Outras regiões hidrográficas com grande importância para o SIN são as regiões do São Francisco e do Tocantins, com 17% e 9%, respectivamente, da capacidade instalada do país.

O comportamento das vazões naturais afluentes das usinas hidrelétricas de cada subsistema é marcadamente sazonal. Nas regiões Sudeste/Centro-oeste, Nordeste e Norte existem um período de vazões favoráveis – período úmido ou período chuvoso, de dezembro a abril, e um período de vazões desfavoráveis – período seco, de maio a novembro. De outro modo, na região Sul ocorre o inverso dos demais subsistemas, o período seco é entre dezembro e abril e o período úmido de maio a novembro. A Figura 3.3 mostra a Média de Longo Termo, considerando o período entre os anos 1931 e 2006, da Energia Natural Afluente – ENA por subsistema do SIN.

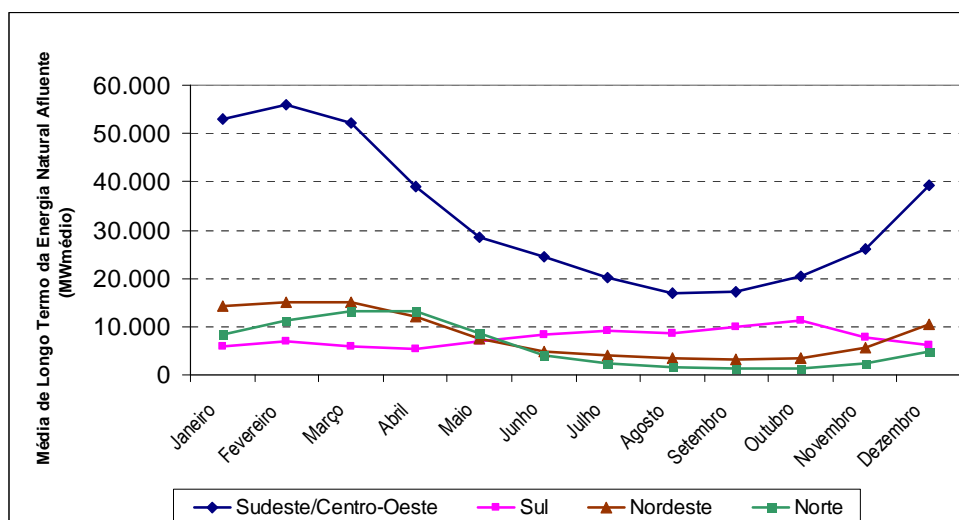


Figura 3.3- Média de Longo Termo da Energia Natural Afluente nos Subsistemas do SIN (ONS, 2008).

A Figura 3.3 também ilustra a forte participação do subsistema Sudeste/Centro-oeste na capacidade de geração do país. A energia natural afluente às usinas de geração deste subsistema, quando considerada a média de longo termo, é superior à ENA dos demais subsistemas mesmo no período seco.

A complementaridade hidrológica entre o subsistema Sul e os demais subsistemas do SIN está destacada na Figura 3.4, que apresenta a variação percentual da média de longo termo da energia natural afluente às usinas hidroelétricas ao longo do ano, em relação ao maior valor anual da ENA em cada subsistema.

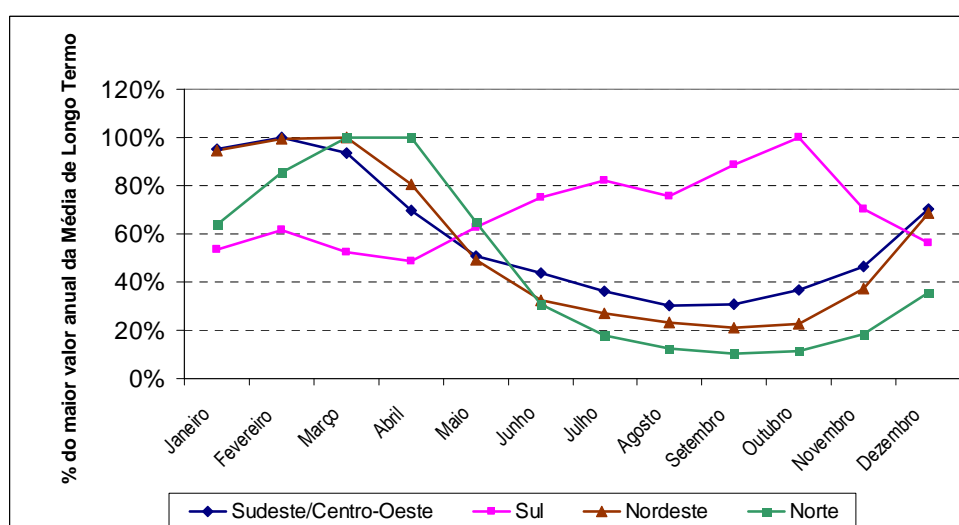


Figura 3.4 - Variação da Média de Longo Termo da Energia Natural Afluente ao longo do ano nos Subsistemas do SIN (ONS, 2008).

O aproveitamento dessa complementaridade hidrológica existente entre os subsistemas do SIN, a partir da integração entre as principais usinas de geração hidroelétrica, permite o aumento da disponibilidade de energia elétrica no sistema e o melhor aproveitamento da capacidade de geração do país.

3.2 - INTERLIGAÇÃO ENTRE OS SUBSISTEMAS DO SIN

Na prática, a interligação entre os subsistemas do SIN possibilita a transferência de energia entre bacias localizadas nas diferentes regiões geográficas do extenso território brasileiro, trazendo benefícios para o planejamento da operação interligada do sistema hidrotérmico brasileiro. Além disso, a integração de subsistemas cujas cargas apresentam comportamentos diferentes pode significar a redução dos requisitos de ponta, pela diversidade da carga entre subsistemas e a operação mais eficiente, reduzindo os custos de operação.

A integração elétrica entre os subsistemas do SIN é realizada por linhas de transmissão que constituem quatro interligações inter-regionais: Sul – Sudeste, Norte – Nordeste, Norte – Sul e Sudeste – Nordeste. A Figura 3.5 ilustra as interligações entre os subsistemas existentes, incluindo a futura interligação entre o Acre/Rondônia e o subsistema Sudeste/Centro-oeste, cuja primeira etapa da obra tem entrada em operação prevista para junho de 2009, conforme consta em www.aneel.gov.br.



Figura 3.5 - Interligações Inter-Regionais (Fonte: EPE - Estudo do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica).

3.2.1 - Interligação Sul-Sudeste

Como destacado na seção anterior, as regiões Sul e Sudeste são caracterizadas por períodos hidrológicos bastante distintos. Até a interligação desses subsistemas, a ausência de chuvas no Sul era compensada pela queima de combustível nas usinas termoeletricas, enquanto sobrava água no Sudeste. O intercâmbio de energia entre estes subsistemas, a partir dos anos 80, permitiu a redução da geração térmica no Sul, otimizando a utilização dos recursos disponíveis.

A interligação Sul-Sudeste teve início com uma linha de transmissão, em 230 kV, entre Chavantes e Ponta Grossa. Atualmente, a interligação entre as regiões Sul e Sudeste é constituída por um sistema composto por três circuitos em 765 kV, que, além de transmitir a potência da região Sul para a região Sudeste, escoam a energia gerada na usina de Itaipu 60 Hz, através das subestações Ivaiporã, localizada no Estado do Paraná, e Tijuco Preto, em São Paulo. O sistema conta ainda com uma linha de circuito duplo, em 500 kV, entre as subestações Bateias, no Paraná, e Ibiúna, em São Paulo, e uma linha de transmissão, em 525 kV, entre as subestações Londrina, no Paraná, e Assis, em São Paulo, além de linhas de transmissão de menor capacidade que conectam o Estado de São Paulo à área Norte do Estado do Paraná e ao Estado do Mato Grosso do Sul, como mostra a Figura 3.6.

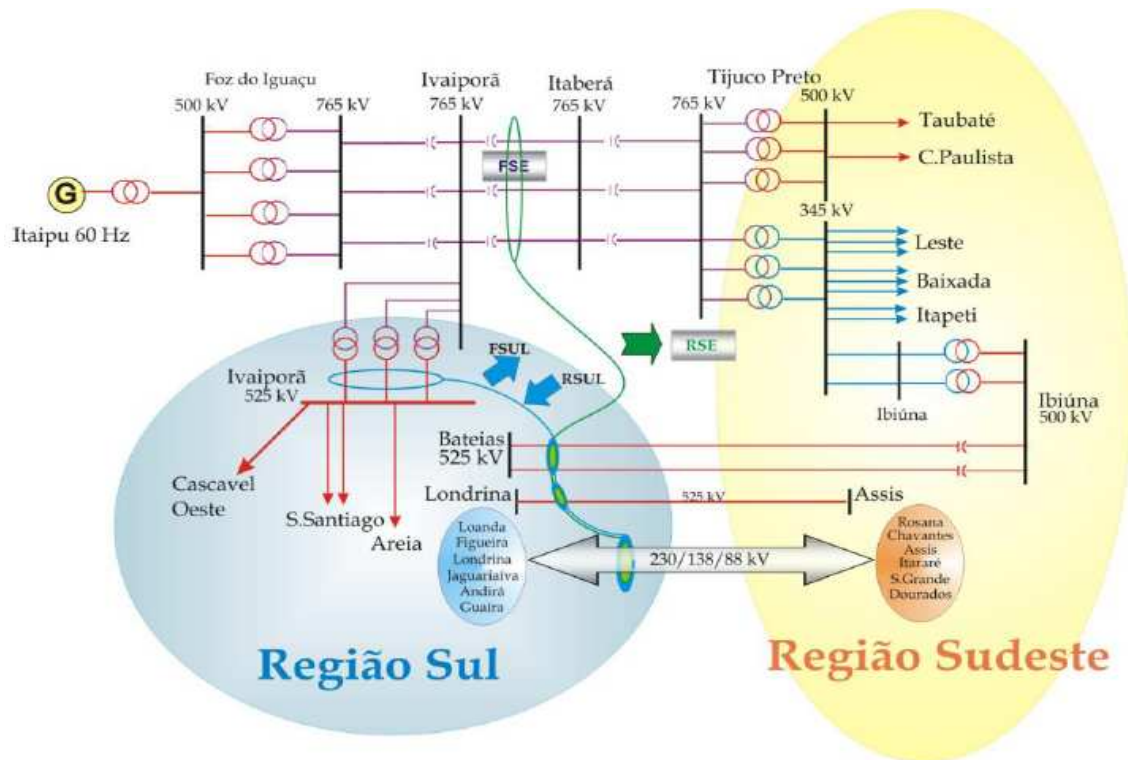


Figura 3.6 - Interligação Sul-Sudeste. (Fonte: ONS – Planejamento da Operação Elétrica)

3.2.2 - Interligação Norte-Nordeste

A interligação entre as regiões Norte e Nordeste teve início na década de 70 e, hoje, é constituída por um sistema de transmissão composto por quatro circuitos em 500 kV, que conectam a subestação de Tucuruí à subestação de Marabá, no Estado do Pará, de onde seguem quatro circuitos em 500 kV para as subestações de Açailândia e Imperatriz, no Estado do Maranhão. A partir destas subestações, seguem três circuitos em 500 kV, que passam pela subestação de Presidente Dutra e chegam às subestações de Fortaleza II e Sobradinho, nos Estados do Ceará e da Bahia, respectivamente.

A conexão do sistema de 500 kV entre os subsistemas Norte e Nordeste acontece nas subestações de Teresina II e Boa Esperança, no Estado do Piauí, através dos circuitos Presidente Dutra – Teresina II e Presidente Dutra – Boa Esperança e nas subestações São João do Piauí e Sobradinho nos estados do Piauí e da Bahia, respectivamente, através do circuito Colinas – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Sobradinho. Além da rede de transmissão em 500 kV, as regiões Norte e Nordeste se conectam através de uma rede de pequena capacidade, em 230 kV, que interliga as subestações Peritoró e Coelho Neto, no Estado do Maranhão, à subestação de Teresina, no Estado do Piauí.

Apesar da interligação Norte-Nordeste ter sido concebida inicialmente para escoar a geração excedente na Usina Hidroelétrica de Tucuruí para a região Nordeste, atualmente também possibilita a troca de energia com a região Sudeste, através da subestação de Miracema, no Estado do Tocantins, por meio dos circuitos Imperatriz – Colinas – Miracema.

3.2.3 - Interligação Norte-Sul

Até 1998 o Sistema Elétrico Brasileiro era constituído pelos sistemas de transmissão Norte/Nordeste e Sul/Sudeste, que operavam separadamente até a entrada em operação do primeiro circuito da Interligação Norte-Sul, formando o Sistema Interligado Nacional – SIN (DOMINGUES, 2003).

A interligação Norte-Sul é constituída por um sistema de transmissão em 500 kV entre a subestação de Imperatriz, no Maranhão, e a subestação de Serra da Mesa, em Goiás, passando pelas subestações de Colinas, Miracema e Gurupi, em Tocantins.

Recentemente, a interligação Norte-Sul foi reforçada com a implantação da Norte-Sul III composta por três trechos de linhas de transmissão, em 500 kV. O primeiro trecho interliga a subestação Marabá, no Pará, à subestação Colinas, em Tocantins, por meio de uma nova subestação de 500 kV, em Itacaiúnas. O segundo trecho interliga subestações de 500 kV a partir de Colinas, passando por Miracema, Gurupi e Peixe II, até a nova subestação Serra da Mesa II. Finalmente, o terceiro trecho vai da subestação Serra da Mesa II até a subestação Emborcação, em Minas Gerais, passando pelas subestações Luziânia, Samambaia e Paracatu.

A entrada em operação da Norte-Sul III, em especial o circuito Marabá – Itacaiúnas – Colinas, possibilita explorar toda a potência instalada da UHE Tucuruí, aumentando a capacidade de exportação da região Norte e os limites de transmissão da interligação Norte-Sul, o que elevou a capacidade de exportação da região Sudeste.

3.2.4 - Interligação Sudeste-Nordeste

A interligação entre os subsistemas Sudeste e Nordeste por meio da linha de transmissão, em 500 kV, Serra da Mesa – Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II – Iboara – Sapeaçu – Camaçari II, passando pelos Estados de Goiás e Bahia, ocorreu em 2003. A Figura 3.7 mostra as interligações Norte-Nordeste e Norte-Sul, bem como a Interligação Sudeste-Nordeste.

Como ilustrado na Figura 3.7, ao intercâmbio entre o Sudeste e o Norte/Nordeste é dado pela soma do fluxo de potência ativa na linha de transmissão, em 500 kV, entre as subestações Miracema e Colinas – FMCCO, com o fluxo do Sudeste para o Nordeste, indicado na Figura 3.7 como FSENE.

O recebimento e a exportação do Norte são dados pela soma do fluxo de potência ativa entre o Norte e o Nordeste – FNE, com o fluxo na linha de transmissão, em 500 kV, entre

as subestações Miracema e Colinas, no sentido de Colinas para Miracema – FCOMC. Por outro lado, o recebimento e a exportação do Nordeste são dados pela soma do fluxo de potência ativa entre o Norte e o Nordeste – FNE, com o fluxo de potência ativa entre o Sudeste e o Nordeste – FSENE.

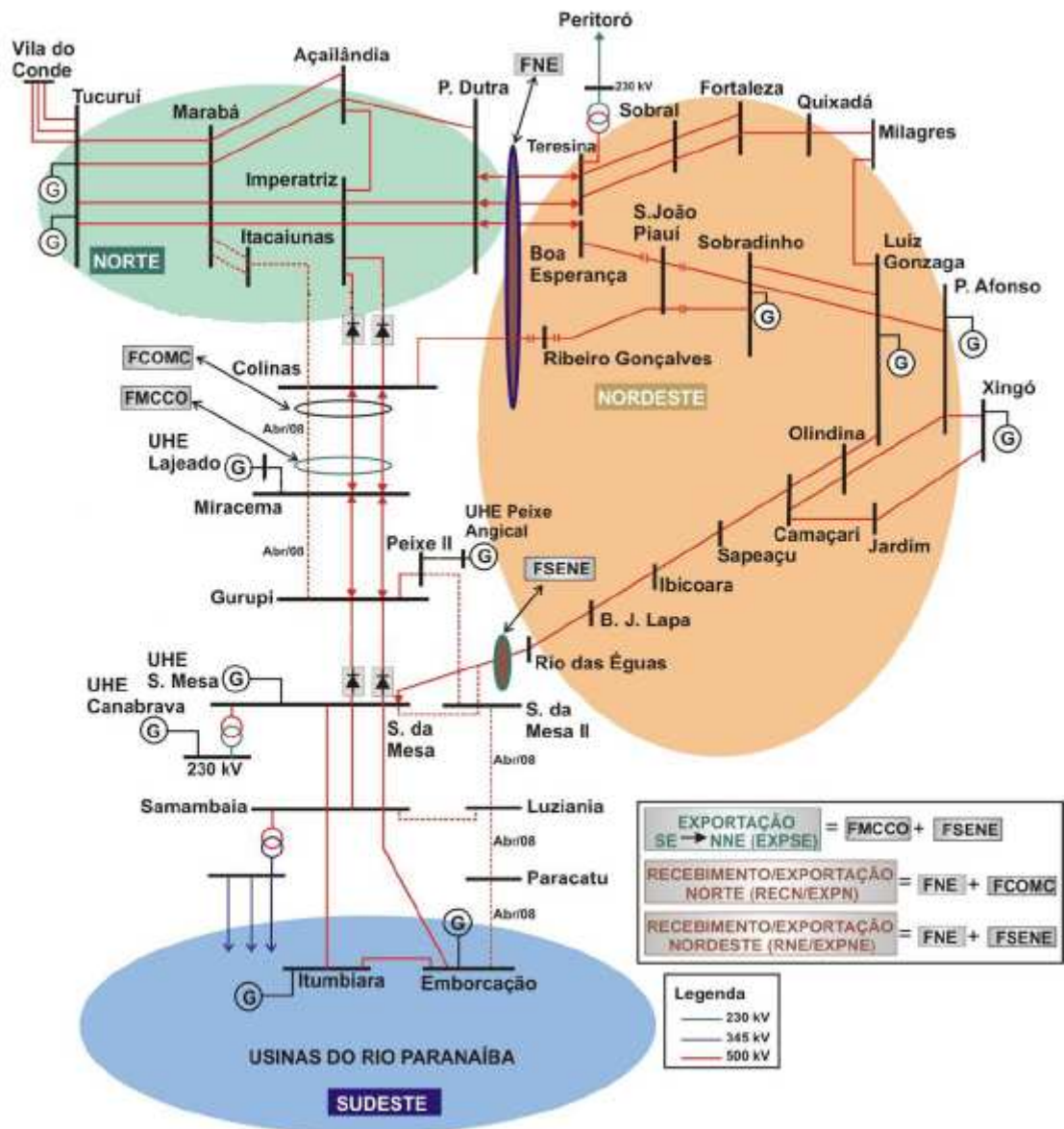


Figura 3.7 - Interligações Norte-Nordeste, Norte-Sul e Sudeste-Nordeste. (Fonte: ONS – Planejamento da Operação Elétrica – PEL 2008)

3.3 - EVOLUÇÃO DAS INTERLIGAÇÕES INTER-REGIONAIS

A justificativa econômica para as interligações baseia-se na viabilização de empreendimentos de geração de grande porte, conectados ao mercado através de linhas de transmissão, cuja necessidade de investimento é menor, permitindo uma expansão a menor custo, o que adia a necessidade de novos investimentos em geração.

A implantação da interligação Norte-Sul, por exemplo, possibilitou trocas de energia entre os subsistemas Sul – Sudeste/Centro-oeste e Norte – Nordeste, segundo os critérios de otimização, representando um ganho de 700 MW médio para o Sistema Interligado Nacional, ou seja, o equivalente a uma usina hidroelétrica de cerca de 1.000 MW (CHIPP, 2007).

Além disso, as interligações entre regiões representam uma importante alternativa para o atendimento em condições de escassez de recursos, principalmente quando é possível aproveitar a diversidade de comportamento entre diferentes bacias hidrográficas.

Em 2006, por exemplo, a região Sul enfrentava um regime hidrológico desfavorável, agravado pela perda de 2.000 MW de energia proveniente da Argentina. A existência de uma forte interligação elétrica entre as regiões Sudeste/Centro-oeste e Sul garantiu o suprimento de energia da região, quando 65% do consumo da região Sul foram atendidos por energia transferida por outras regiões do País (CHIPP, 2007).

As interligações inter-regionais, após um período de reduzidos investimentos, tiveram, nos últimos anos, acréscimos na capacidade de intercâmbio, com a implantação de um grande número de novas instalações de transmissão.

Especialmente no ano 2003, entraram em operação vários empreendimentos de transmissão, entre os quais: a segunda etapa da interligação Norte-Sul, entre as subestações Imperatriz e Serra da Mesa; a interligação dos subsistemas Sudeste e Nordeste e a ampliação da interligação Sul-Sudeste com a implantação da linha de transmissão, em 525 kV, Ibiúna – Bateias; e a expansão da interligação Norte-Sul, compreendendo as linhas de transmissão, em 500 kV, Serra da Mesa – Samambaia, Samambaia – Itumbiara e Samambaia – Emborcação. Entre dezembro de 2002 e abril de 2004, as interligações inter-

regionais foram ampliadas com a entrada em operação de cerca de 4.500 km de linhas de transmissão, em 500 kV.

A Figura 3.8 permite comparar as interligações entre os subsistemas Norte, Nordeste e Sudeste nos anos 2000 e 2008.

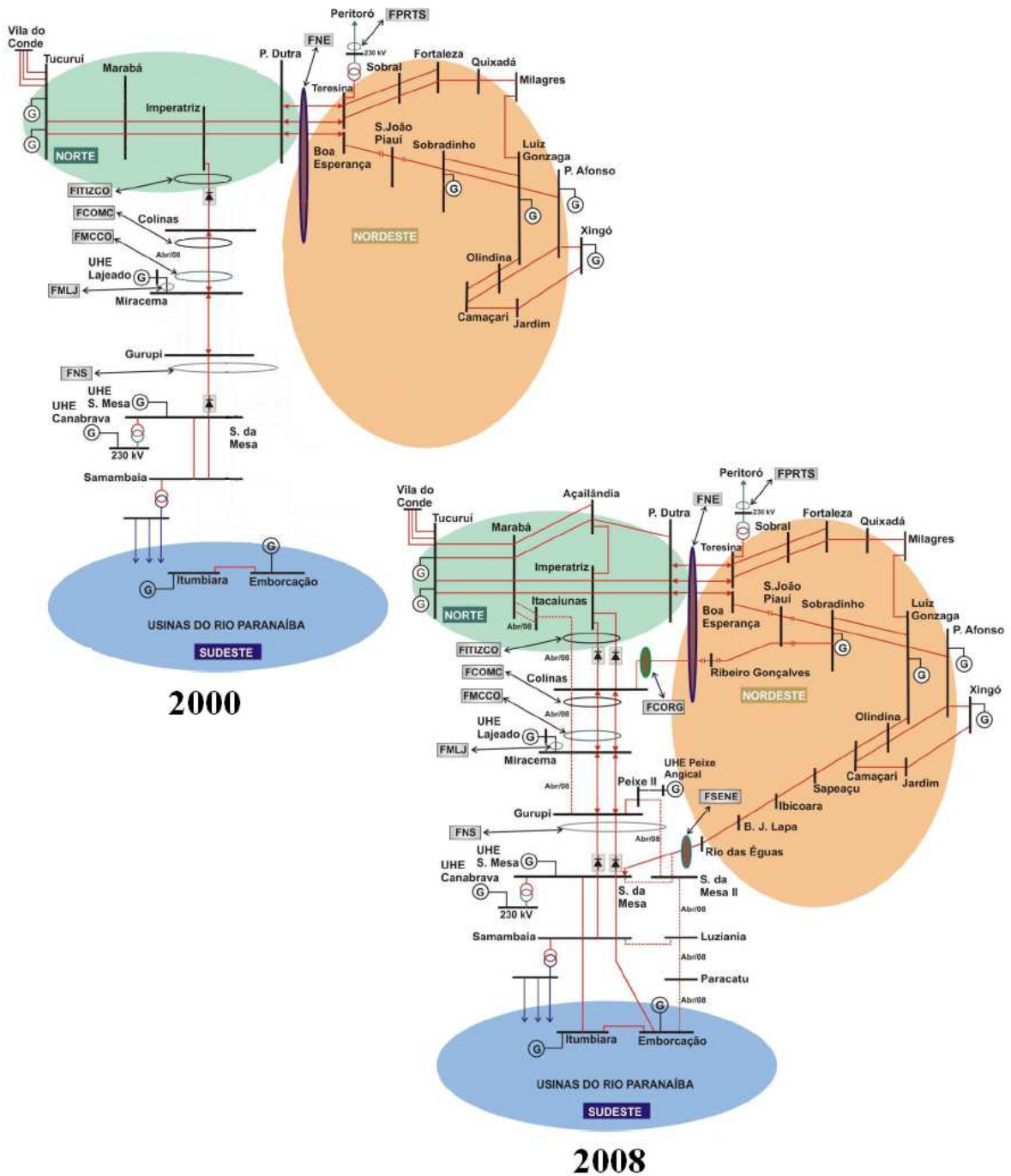


Figura 3.8 – Comparação das interligações Norte-Sul, Norte-Nordeste e Sudeste-Nordeste nos anos 2000 e 2008.

3.3.1 - Evolução dos Limites de Intercâmbio Inter-Regional

Os limites de intercâmbio são definidos com base em cenários energéticos, caracterizados a partir da diversidade hidrológica entre as bacias hidrográficas, de forma a definir os máximos intercâmbios entre os subsistemas sem que haja violação nos critérios de desempenho, tanto em regime permanente como em regime dinâmico de operação (ONS, 2008).

Os estudos das interligações inter-regionais consideram, além dos quatro subsistemas – Sul, Sudeste/Centro-oeste, Norte e Nordeste, a interligação em Imperatriz, representada como um subsistema fictício sem geração e carga, permitindo, assim, representar limites de intercâmbio nos três segmentos interligados pelo nó em Imperatriz, como ilustrado na Figura 3.9.

A evolução dos principais limites de intercâmbio entre os subsistemas do SIN pode ser vista na Figura 3.10, na qual é mostrada a evolução, em MW médio, da capacidade de exportação e/ou recebimento dos subsistemas ilustrados na Figura 3.9.

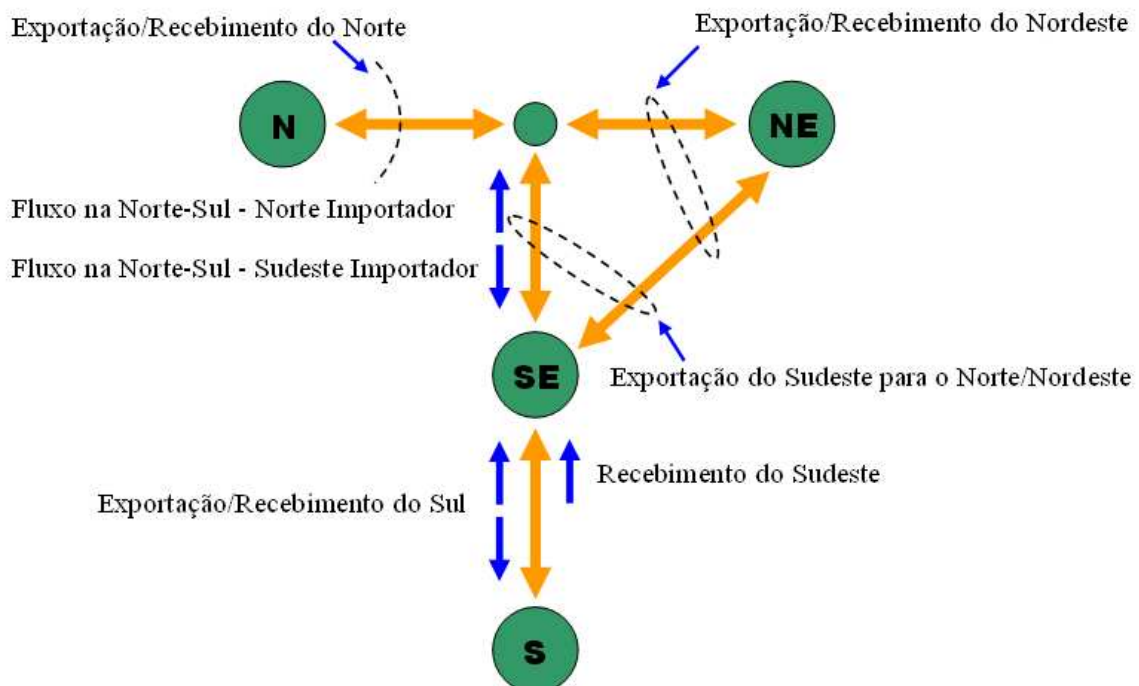


Figura 3.9 - Interligações entre os subsistemas do SIN.

Os valores indicados na Figura 3.10 representam a média dos limites de transmissão para os patamares de carga pesada, média e leve, ponderada pela duração de cada patamar, e foram obtidos nos relatórios de planejamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

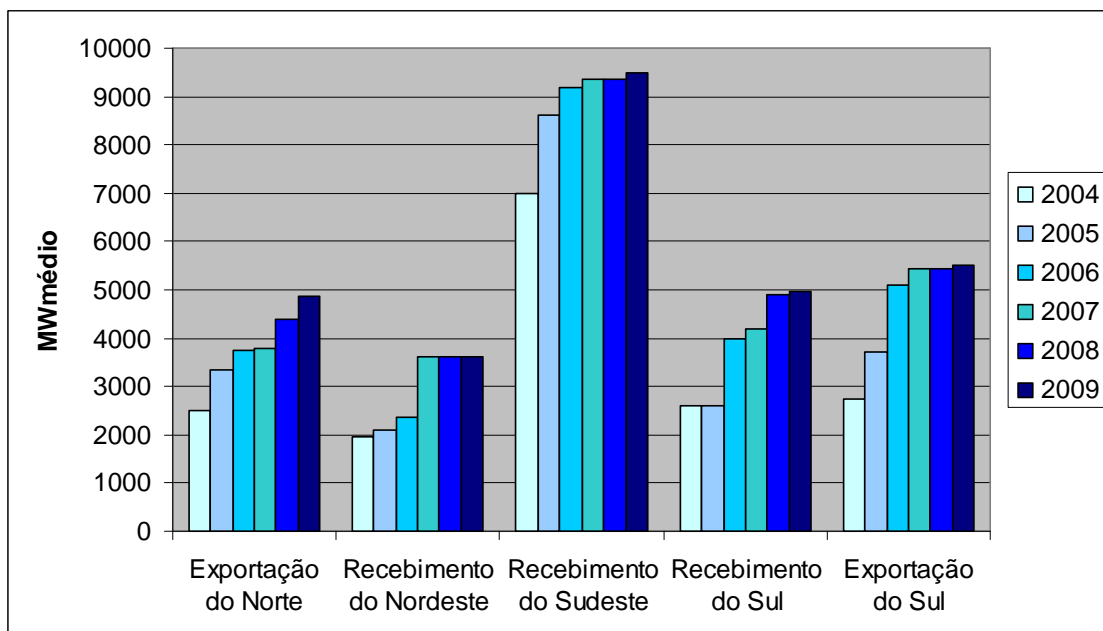


Figura 3.10 - Evolução dos limites de intercâmbio das interligações inter-regionais.

Como pode ser visto na Figura 3.10, entre os anos 2004 e 2008 os limites de exportação e recebimento da região Sul praticamente dobraram, assim como aumentaram cerca de 80% os limites de exportação da região Norte e recebimento da região Nordeste. Os valores para o ano 2009 são estimativas baseadas na expectativa de entrada em operação de novos empreendimentos de geração e transmissão em implantação no SIN.

3.3.2 - Evolução do Intercâmbio verificado nas Interligações Inter- Regionais

Em sistemas hidrotérmicos predominantemente hidroelétricos, como o brasileiro, nos quais a disponibilidade de energia varia em função, basicamente, das vazões afluentes a cada usina e do grau de regularização propiciado pelos reservatórios do sistema (DOMINGUES, 2003), os carregamentos das interligações podem variar entre valores próximos ao limite de intercâmbio ou operar com fluxos próximos de zero, dependendo das condições

hidrológicas. Além disso, o sentido do fluxo de energia depende da disponibilidade de geração frente à demanda nos subsistemas, os quais podem ter comportamento de exportador ou de importador, dependendo das condições verificadas em cada período do ano.

As Figuras 3.11 a 3.14 ilustram o intercâmbio de energia, em MWmédio, verificado nas quatro interligações inter-regionais de janeiro de 2003 a janeiro de 2009, a partir de dados disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico em www.ons.org.br.

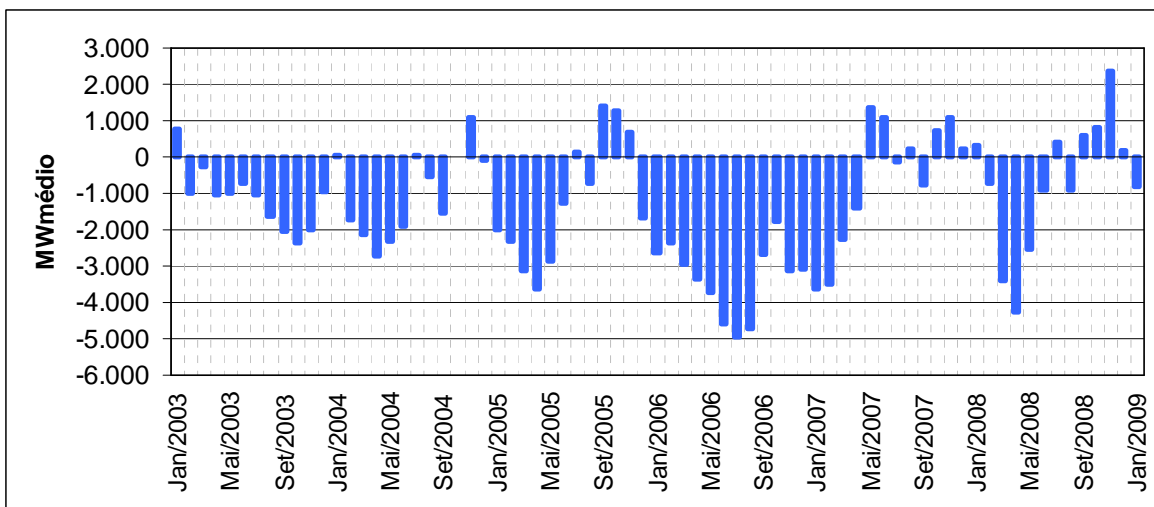


Figura 3.11 - Intercâmbio de Energia, em MWmédio, na Interligação Sul - Sudeste.

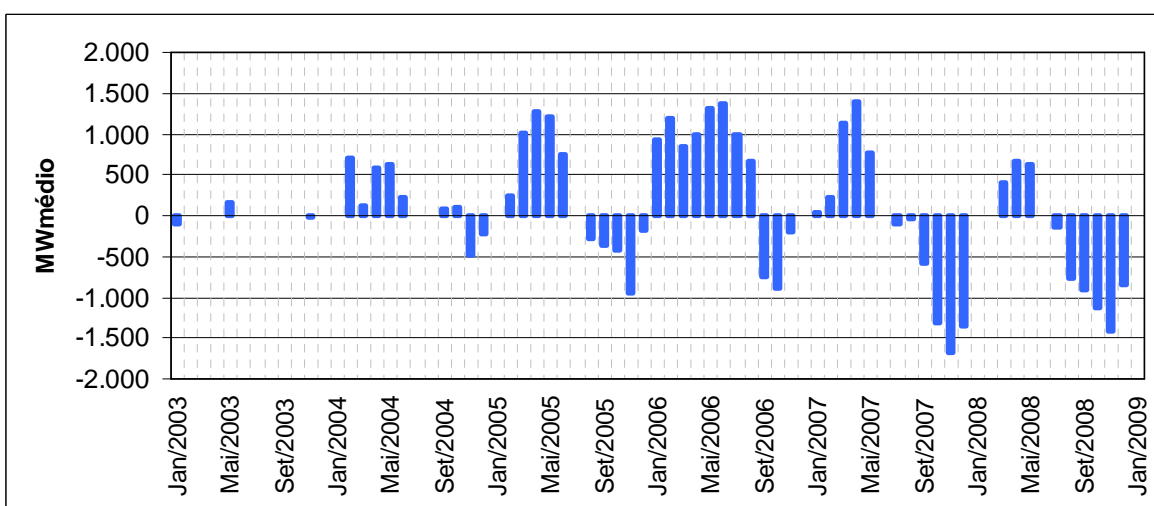


Figura 3.12 - Intercâmbio de Energia, em MWmédio, na Interligação Norte - Sul.

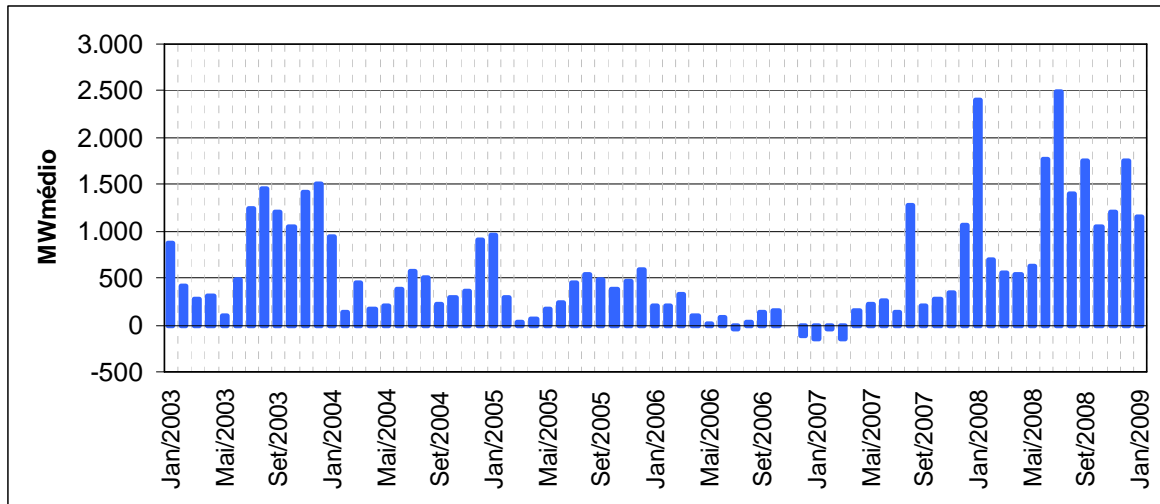


Figura 3.13 - Intercâmbio de Energia, em MWmédio, na Interligação Sudeste - Nordeste.

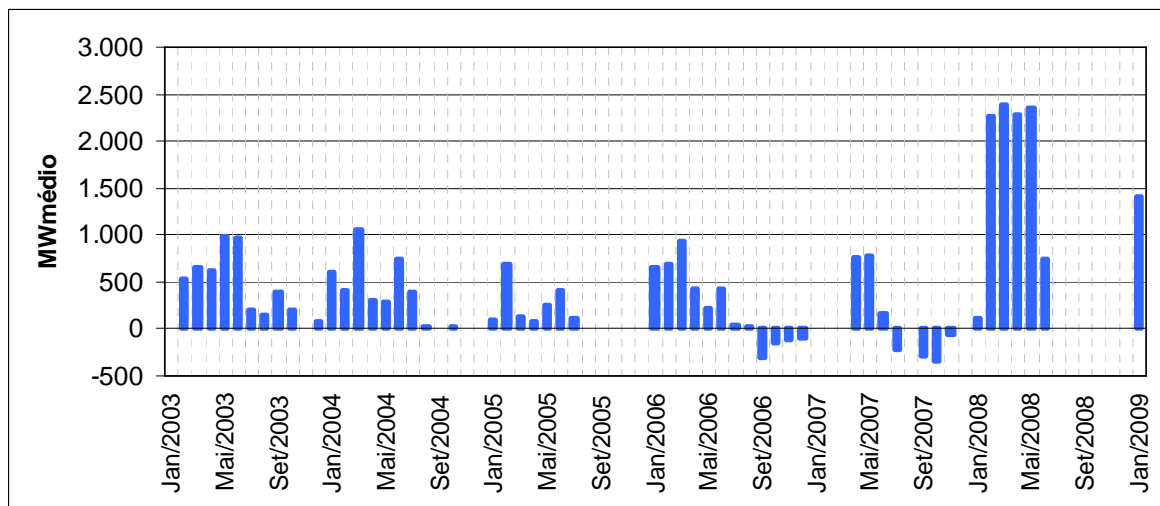


Figura 3.14 - Intercâmbio de Energia, em MWmédio, na Interligação Norte - Nordeste.

Nas Figuras de 3.11 a 3.14, os valores positivos indicam fluxo no sentido identificado pelo nome da interligação, enquanto os valores negativos indicam fluxo no sentido contrário. Por exemplo, na interligação Sul – Sudeste, os valores positivos significam fluxo de energia do Sul para o Sudeste e os negativos do Sudeste para o Sul. Os intercâmbios apresentados nas Figuras de 3.11 a 3.14 mostram o comportamento marcadamente exportador do Norte e do Sudeste/Centro-oeste e importador dos demais subsistemas.

Convém destacar que a exportação da região Norte está relacionada a dois fatores básicos: (a) ao excesso de capacidade de geração em relação à carga; (b) à operação da usina

hidroelétrica de Tucuruí. Em determinados períodos do ano, em função da necessidade de vertimento para o controle do nível do seu reservatório, a UHE Tucuruí opera com geração máxima, transferindo os excedentes de energia para os subsistemas Nordeste e Sudeste/Centro-oeste.

De outro lado, durante praticamente todo o período observado, o Nordeste comporta-se como importador, tanto do Sudeste/Centro-oeste quanto do Norte, minimizando os impactos dos cenários hidrológicos menos favoráveis na região, em um claro exemplo dos benefícios da operação interligada e coordenada.

Já a região Sul recebe, entre janeiro e julho, grande quantidade de energia da região Sudeste/Centro-oeste. Nestes períodos a região Norte é responsável pela complementação de energia elétrica da região Sudeste/Centro-oeste, aumentando o intercâmbio na interligação Norte – Sul. Além disso, a Figura 3.11 evidencia a consequência da crise de aflúências vivida pela região Sul em 2006, como destacado anteriormente. Neste período, a interligação com a região Sudeste/Centro-oeste garantiu o suprimento de energia da região Sul, com intercâmbios de até 5.000 MWmédio para a região Sul.

Comparando os limites de intercâmbio apresentados na Figura 3.10 com os intercâmbios verificados, observa-se que o recebimento de energia das regiões importadoras – Sul e Nordeste – atinge, em alguns períodos do ano, valores próximos aos limites de importação destes subsistemas, como pode ser visto nas Figuras 3.15 e 3.16.

Contudo, ainda assim, dividindo o intercâmbio verificado pelo limite médio de intercâmbio mostrado nas Figuras 3.15 a 3.17, obtêm-se baixos fatores de carga para as interligações entre os subsistemas do SIN. Por exemplo, para o recebimento do Nordeste, representado na Figura 3.15, o fator de carga é 0,31, enquanto para a exportação do Norte, ilustrada na Figura 3.17, o fator de carga é 0,19. Mesmo para o recebimento do Sul, que apresentou períodos de fluxo intenso de energia, conforme mostrado na Figura 3.16, o fator de carga é de apenas 0,45. Isto acontece porque os intercâmbios de energia são fortemente relacionados às variações da hidrologia, as quais têm características sazonais, implicando fluxos de energia intensos em alguns períodos do ano e próximos a zero em outros.

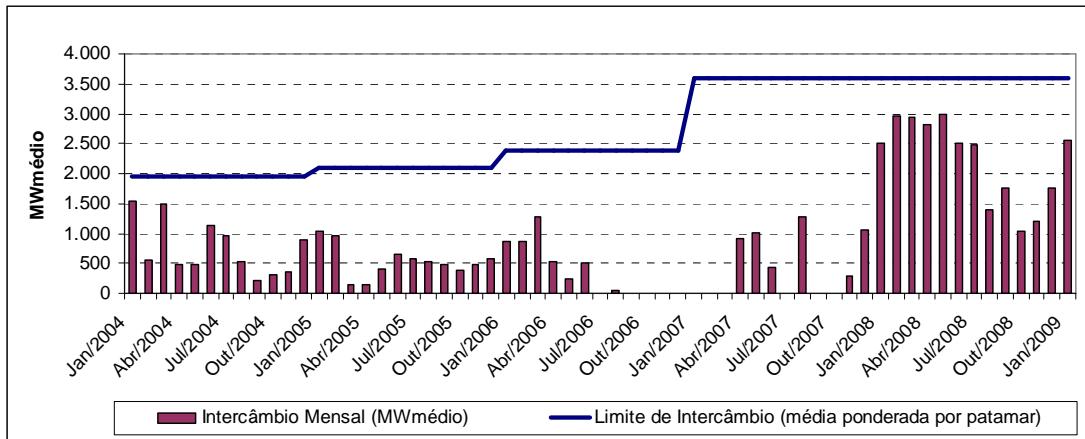


Figura 3.15 – Comparação entre o limite médio de intercâmbio e o recebimento de energia do subsistema Nordeste entre janeiro de 2004 e janeiro de 2009.

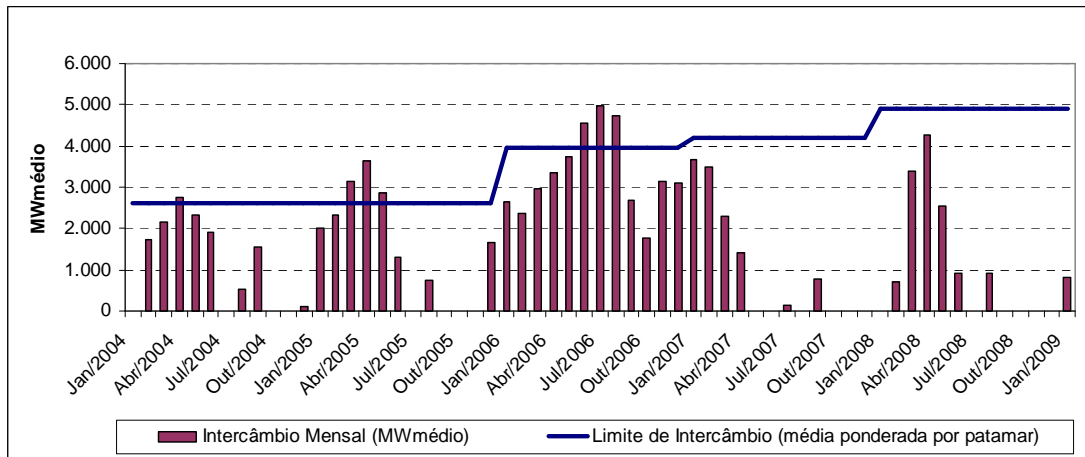


Figura 3.16 – Comparação entre o limite médio de intercâmbio e o recebimento de energia do subsistema Sul entre janeiro de 2004 e janeiro de 2009.

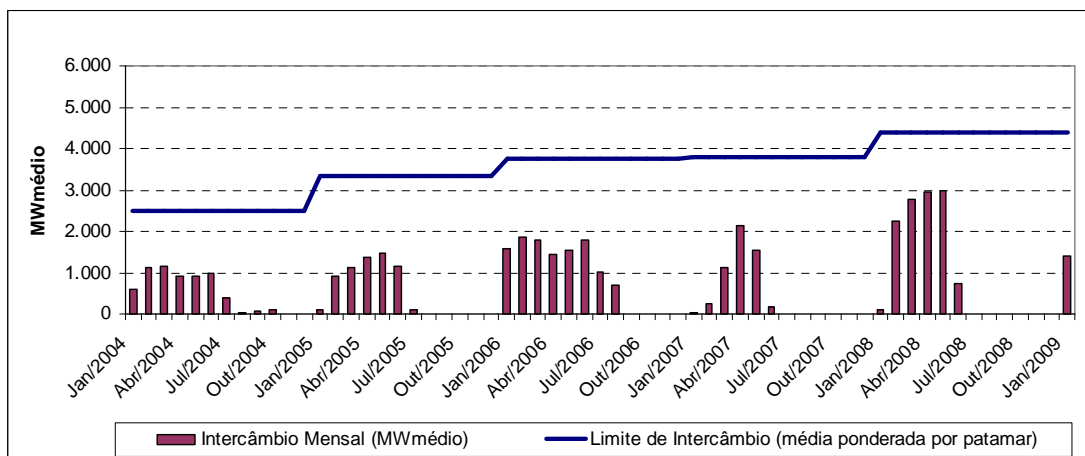


Figura 3.17 – Comparação entre o limite médio de intercâmbio e a exportação de energia do subsistema Norte entre janeiro de 2004 e janeiro de 2009.

Nas Figuras de 3.15 a 3.17, também é possível observar a forte correlação entre os subsistemas. A exportação da região Norte, por exemplo, aumenta nos períodos em que o Sul recebe maiores quantidades de energia da região Sudeste/Centro-oeste. De outro modo, no período crítico de atendimento à região Sul, entre o segundo semestre de 2006 e o início de 2007, o recebimento de energia elétrica da região Nordeste foi praticamente nulo, uma vez que os excedentes do sistema foram utilizados para garantir o atendimento à região Sul.

4 - ASPECTOS ECONÔMICOS DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Como destacado no capítulo anterior, no setor elétrico brasileiro a expansão da transmissão ocorre com base no planejamento centralizado e mediante concessão ou autorização do órgão regulador. A expansão do sistema busca atender ao mercado de energia elétrica e contribuir na otimização do aproveitamento eletroenergético do país, sem onerar excessivamente o consumidor final.

Deste modo, analisar a expansão da transmissão sob o aspecto econômico é fundamental na busca do equilíbrio entre a confiabilidade do Sistema Interligado Nacional e a modicidade tarifária.

4.1 - RECEITA ANUAL PERMITIDA

No modelo regulatório vigente, as ampliações do SIN são outorgadas a uma concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, mediante um processo de licitação, na modalidade leilão. De outro modo, os reforços em instalações de transmissão existentes são implementados pelas concessionárias de transmissão por meio de autorizações expedidas pela ANEEL. Em ambos os casos, os investimentos realizados, bem como os custos de operação e manutenção, são remunerados por meio de uma Receita Anual Permitida – RAP, como contrapartida à prestação do serviço de transmissão, obedecidos critérios de qualidade estabelecidos em regulamentos específicos da ANEEL.

Nos processos licitatórios, a RAP é definida pela menor receita ofertada no leilão e tem apresentado, no período de 2002 a 2008, deságios significativos em relação às receitas máximas admitidas no leilão. De outro modo, os reforços autorizados são remunerados por uma RAP definida pela ANEEL³, calculada com o intuito de assegurar a cobertura de custos compatíveis com custos-padrão e o tratamento não discriminatório aos usuários dos sistemas de transmissão, estimular novos investimentos em expansão, induzir a utilização

³ O procedimento adotado no cálculo da RAP dos reforços autorizados é detalhado em VIEIRA, 2008.

racional dos sistemas e minimizar os custos de ampliação, reforço ou utilização dos sistemas elétricos (Decreto nº 2.655/1998).

A partir da RAP são estabelecidas as Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST e os encargos de conexão, associados aos ativos de Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão, respectivamente.

A RAP referente à Rede Básica representa, atualmente, 88% da receita de transmissão, sendo os outros 12% relativos às Demais Instalações de Transmissão (ANEEL, 2008). Desta forma, as análises apresentadas neste capítulo tratarão apenas das receitas de Rede Básica, dado o seu maior impacto nas tarifas pagas pelo consumidor final.

4.1.1 - Receita Anual Permitida da Rede Básica

A RAP da Rede Básica apresenta três importantes componentes de receita: a RBSE, a RBNI e as receitas estabelecidas nos Leilões de Transmissão para as instalações objeto de novos contratos de concessão.

A parcela da Receita Anual Permitida denominada RBSE (Rede Básica do Sistema Existente) refere-se às parcelas de receita associadas às instalações de transmissão componentes da Rede Básica existentes na época da celebração dos primeiros contratos de concessão de serviços público de transmissão.

Enquanto isso, os reforços nas instalações de Rede Básica, implementados pelas concessionárias de transmissão por meio de autorizações expedidas pela ANEEL, são remunerados mediante uma parcela da RAP denominada RBNI (Rede Básica – Novas Instalações). Tal parcela de receita é definida com base em custos de referência e calculada a fim de remunerar os investimentos realizados e cobrir os custos de operação e manutenção durante a vida útil das instalações.

Nos Leilões de Transmissão, a menor receita ofertada define o vencedor da licitação e a Receita Anual Permitida associada às instalações de transmissão licitadas. A RAP

resultante dos leilões é definida a partir de lances, limitados à receita máxima estabelecida pela ANEEL⁴.

4.1.2 - Crescimento da Receita Anual Permitida da Rede Básica

Anualmente, no mês de julho, a RAP das concessionárias de transmissão é reajustada pelo índice de correção estabelecido nos contratos de concessão. Nos reajustes anuais de receita, além da atualização monetária dos valores estabelecidos em ciclos anteriores, são adicionadas à RAP as parcelas de receita referentes às novas instalações de transmissão que entraram em operação durante o ciclo anterior.

No reajuste anual de receitas relativo ao ciclo 2008-2009, a RAP da Rede Básica foi de R\$ 8,81 bilhões, sendo 31% associados às novas instalações de transmissão licitadas, 21% relativos aos reforços autorizados e 48% referentes à parcela associada às instalações existentes quando da assinatura dos primeiros contratos de concessão (RBSE), como pode ser visto na Figura 4.1 (ANEEL, 2008).

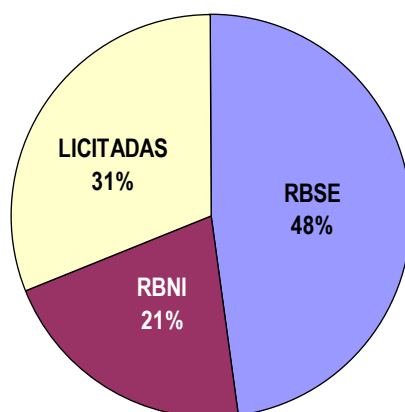


Figura 4.1 - Participação das parcelas de receita na RAP da Rede Básica, ciclo 2008-2009.

Entre 2000 e 2008, a RAP da Rede Básica aumentou cerca de 370%, apresentando um crescimento percentual quase dez vezes maior do que o crescimento do sistema de transmissão em termos de adição de quilômetros de linha, como pode ser observado na Figura 4.2.

⁴ Maiores detalhes sobre os resultados e a sistemática dos leilões em www.aneel.gov.br

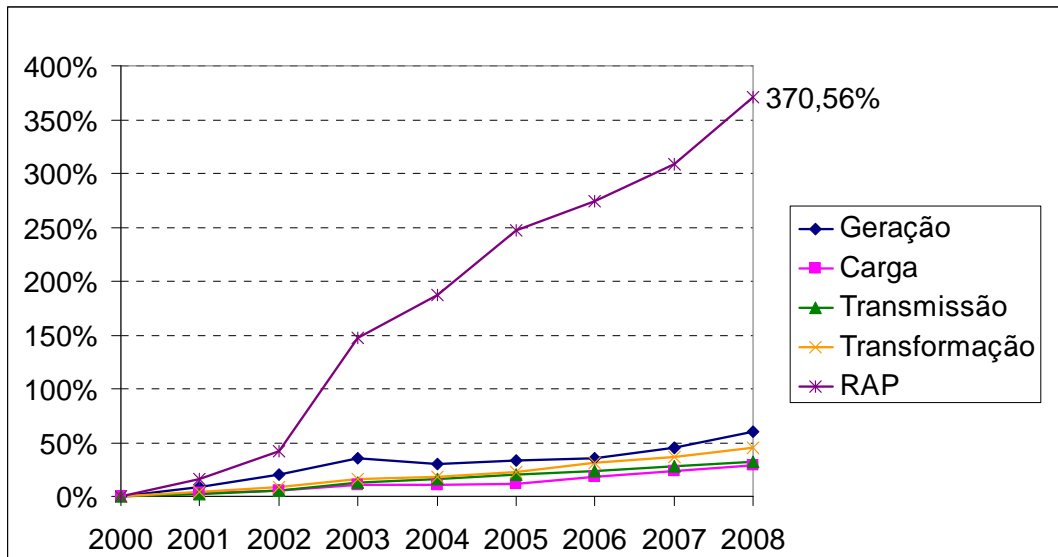


Figura 4.2 - Crescimento Percentual do Setor Elétrico – Geração (MW), Carga (MW), Linhas de Transmissão (km) e Capacidade de Transformação (MVA) – e da Receita Anual Permitida da Rede Básica (R\$), entre os anos de 2000 e 2008

No ciclo tarifário 1999-2000, a RAP era cerca de R\$ 1,64 bilhão. Até o ciclo 2002-2003 a taxa anual média de crescimento foi de 17,5%. Entretanto, no reajuste anual de receitas de julho de 2003, ciclo 2003-2004, a RAP foi 74% maior do que a receita estabelecida no ciclo anterior, em julho de 2002, aumentando de R\$ 2,66 bilhões para R\$ 4,63 bilhões. Esse crescimento pode ser observado na Figura 4.3, que mostra a evolução da RAP entre os ciclos tarifários 1999-2000 e 2008-2009, destacando a participação de cada parcela de receita na composição da RAP.

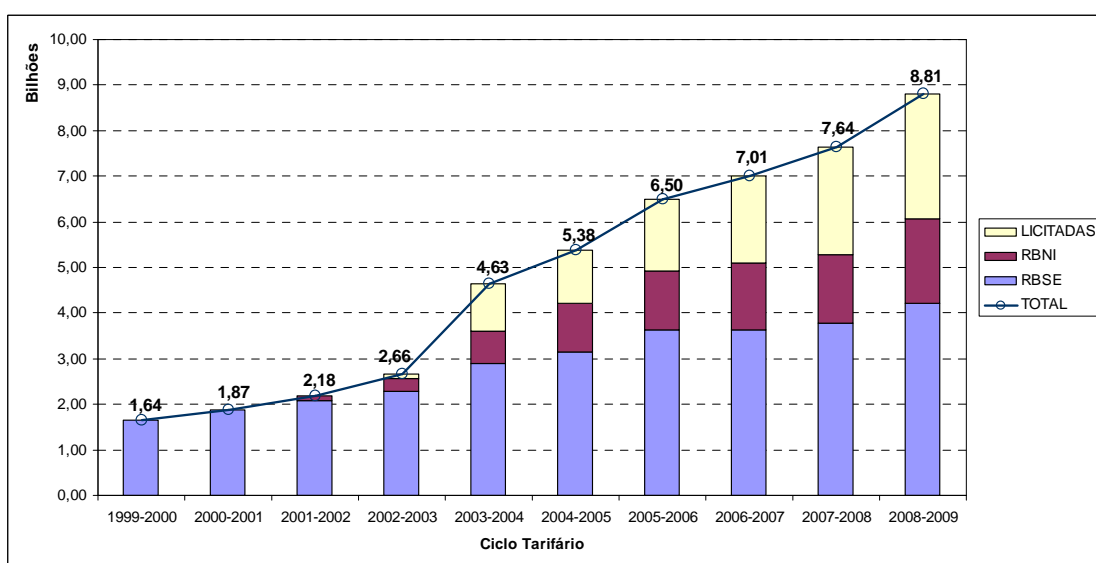


Figura 4.3 - Evolução da Receita Anual Permitida da Rede Básica ao longo dos ciclos de reajuste anual de receitas.

O crescimento elevado da receita no ciclo 2003-2004 deve-se, em parte, à entrada em operação de um grande número de instalações de transmissão, resultante dos investimentos realizados no sistema após a crise do setor elétrico em 2001. Os efeitos do racionamento, explicam, em grande medida, as grandes expansões de transmissão ocorridas a partir de então. Para muitos, uma maior capacidade de intercâmbio poderia ter reduzido os efeitos do racionamento no Sudeste e Nordeste, pois havia excedente no Sul (KELMAN, 2001).

Entre 2002 e 2003, houve um acréscimo de quase 5.000 km de linhas de transmissão e um aumento de mais de 10.000 MVA em capacidade de transformação, representando um crescimento de pouco menos de 7%, bem acima do crescimento médio, em torno de 4%, verificado entre os anos 2000 e 2008.

Ademais, outro fator de razoável impacto no reajuste de receitas do ciclo 2003-2004 foi a variação do Índice Geral de Preços do Mercado – IGP-M. Entre junho de 2002 e junho de 2003, o IGP-M acumulado foi superior a 30%, contribuindo significativamente para o elevado crescimento da RAP.

4.1.3 - Impacto do IGP-M na Evolução da Receita Anual Permitida da Rede Básica

Apesar dos novos contratos de concessão de transmissão estabelecerem como índice de reajuste da receita o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, todos os contratos assinados antes de 2006 tinham como indexador o IGP-M. O IGP-M acumulado entre a definição da RAP, no ciclo 1999-2000, e o último reajuste anual de receitas em julho de 2008, ciclo 2008-2009, é de 145%. Isto significa que boa parte do crescimento da RAP pode ser atribuída à correção monetária.

A Figura 4.4 apresenta a evolução da Receita Anual Permitida da Rede Básica ao longo dos ciclos de reajuste anual, destacando a parcela de receita resultante da atualização pelo IGP-M.

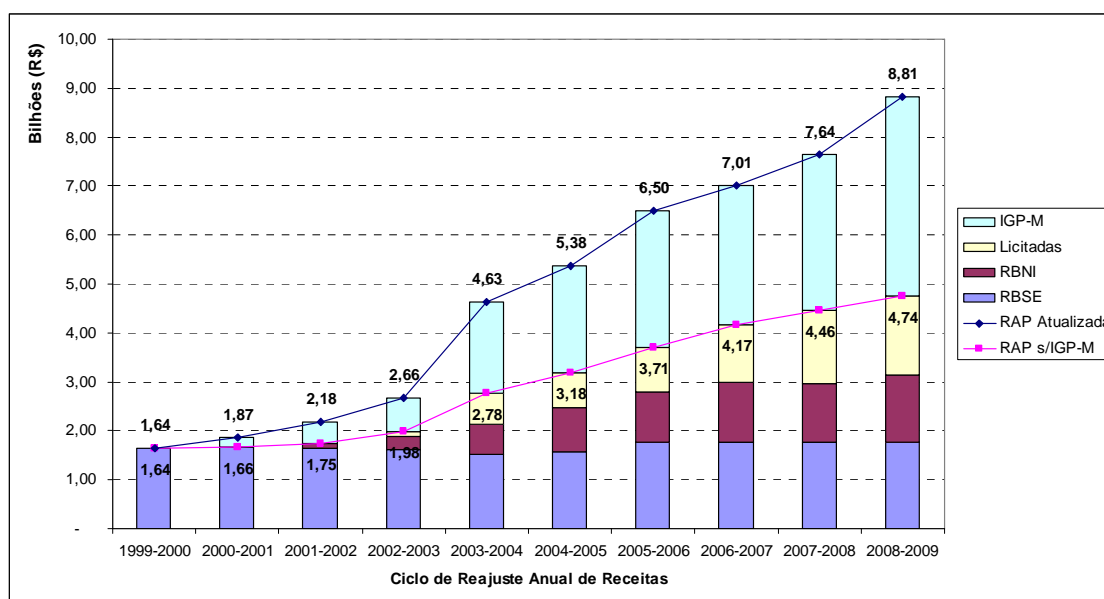


Figura 4.4 - Evolução da Receita Anual Permitida com destaque para a porção da receita resultante da atualização monetária por IGP-M.

Como pode ser visto na Figura 4.4, no último reajuste anual de receitas, ciclo 2008-2009, a porção da receita associada às atualizações pelo IGP-M já representava 46% da RAP da Rede Básica. A parcela relativa à atualização pelo IGP-M, subtraída dos valores da RAP de cada ciclo tarifário na Figura 4.4, foi calculada a partir da aplicação do índice acumulado no período entre reajustes sobre o valor da receita do ciclo anterior. Contudo, entre a data de estabelecimento da receita, nos leilões de transmissão ou nas resoluções autorizativas, e a entrada em operação comercial dos empreendimentos, a atualização dos valores também é realizada com base no índice estabelecido nos contratos.

Desta forma, para os empreendimentos licitados foi calculado, a cada ciclo tarifário, o IGP-M acumulado desde a definição da RAP nos contratos de concessão. Procedimento semelhante poderia ter sido adotado para as receitas autorizadas. Entretanto, devido ao grande número de resoluções autorizativas, com diferentes datas de referência das receitas, este procedimento não foi repetido para as RBNI, resultando em um IGP-M acumulado um pouco inferior ao real. O impacto do IGP-M no crescimento da RAP pode também ser visto na Tabela 4.1, na qual é apresentado o crescimento percentual da receita em cada ciclo, entre os anos 2000 e 2008, destacando o crescimento relacionado à aplicação do índice de reajuste, IGP-M, e o acréscimo de receita relativo às novas instalações de transmissão.

Tabela 4.1 - Crescimento percentual de Receita Anual Permitida da Rede Básica por Ciclo de Reajuste, entre 2000 e 2008.

Crescimento Percentual da Receita Anual Permitida da Rede Básica			
Ciclo	IGP-M	Novas Instalações	Total
2000-2001	13,20%	0,71%	13,90%
2001-2002	11,39%	4,78%	16,17%
2002-2003	11,63%	10,80%	22,44%
2003-2004	43,89%	30,08%	73,97%
2004-2005	7,52%	8,51%	16,03%
2005-2006	11,08%	9,89%	20,97%
2006-2007	0,58%	7,12%	7,70%
2007-2008	4,92%	4,19%	9,11%
2008-2009	11,65%	3,64%	15,29%

Convém destacar que a parcela relativa à atualização pelo IGP-M apresentada na Tabela 4.1 não considera a atualização das receitas autorizadas entre a data de referência nas resoluções autorizativas e a entrada em operação. Isto significa que parte do IGP-M está alocada no acréscimo percentual relativo às novas instalações. O efeito da correção monetária na evolução da RAP pode ser facilmente observado quando a parcela RBSE é analisada isoladamente, conforme ilustrado na Figura 4.5. Como, em geral, esta parcela não está sujeita às revisões periódicas, sua evolução ao longo do tempo deve-se basicamente ao reajuste pelo IGP-M.

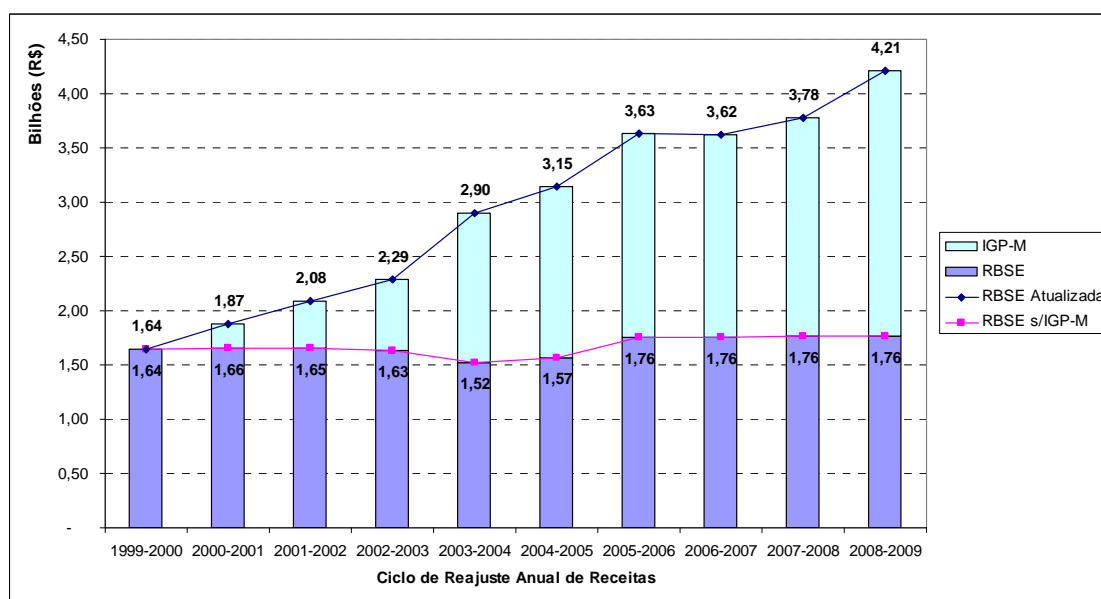


Figura 4.5 - Evolução da parcela da Receita Anual Permitida relativa às Instalações de Transmissão Existentes em 1999.

Exceto por algumas reclassificações de instalações de transmissão ou por pequenas alterações na base de ativos da RBSE, o crescimento desta parcela de receita é resultado da aplicação do índice de reajuste. Ainda assim, a RBSE aumentou 156% desde 1999, passando de R\$ 1,64 bilhão para R\$ 4,21 bilhões.

Cabe ressaltar que o IGP-M nos últimos anos alcançou uma taxa acumulada bastante superior a outros indexadores, como, por exemplo, o IPCA – índice oficial do Governo Federal para medição das metas inflacionárias. Como pode ser visto na Figura 4.6, a simulação da evolução do crescimento da receita utilizando o IPCA, em vez do IGP-M, resulta em uma RAP 17,70% menor no ciclo 2008-2009, o que representa uma diferença de R\$ 1,56 bilhão.

Isto indica que o índice de correção das receitas tem grande influência no comportamento da RAP e que parte do crescimento da RAP não está associada à expansão do sistema de transmissão, mas à correção monetária.

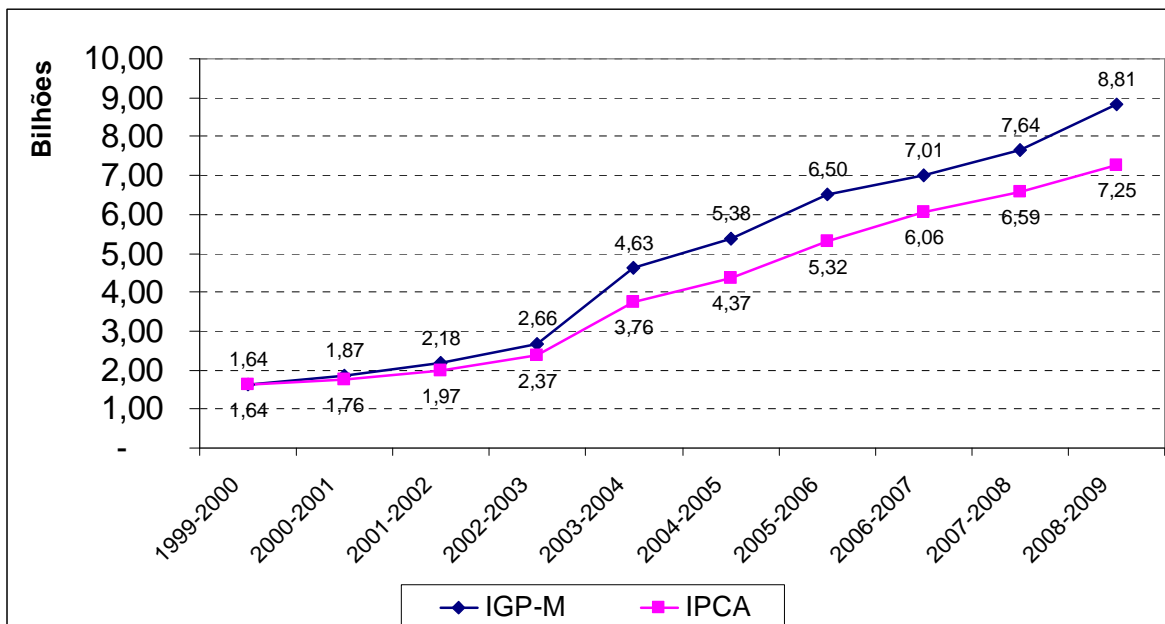


Figura 4.6 – Comparação entre atualização da Receita Anual Permitida pelo IGP-M e pelo IPCA.

4.1.4 - Impacto da diferença entre a RBSE e as novas receitas de transmissão

As instalações de transmissão remuneradas pela RBSE representam mais de 70% da Rede Básica, contudo, menos da metade da RAP está associada a esta parcela.

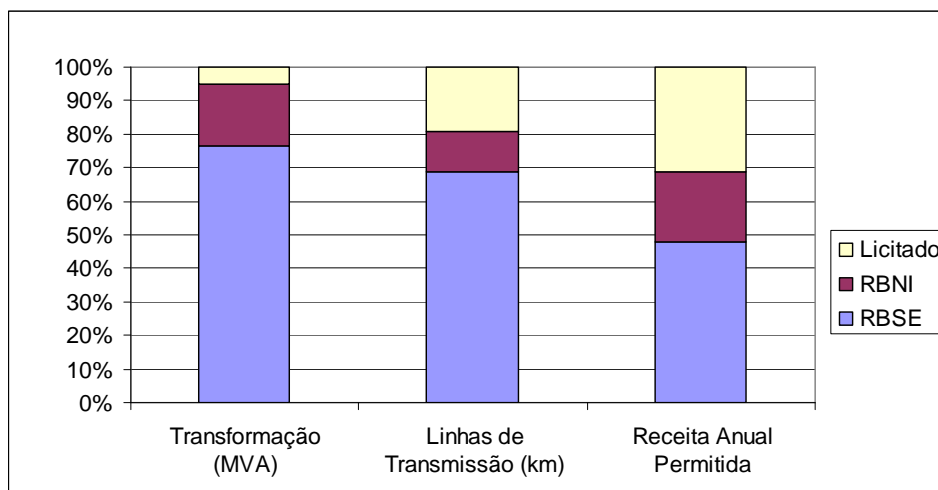


Figura 4.7 - Proporção entre as Novas Instalações de Transmissão e as Instalações que compõem a RBSE – Ciclo 2008-2009.

Como mostrado na Figura 4.7, tanto em quilômetros de linhas de transmissão quanto em transformação, as novas instalações licitadas ou autorizadas representam cerca de 30% da Rede Básica, apesar da receita associada a estas instalações contribuir com mais da metade da RAP. Isto se deve a diferença dos valores de receita associados às instalações antigas e aqueles estabelecidos para as novas instalações de transmissão, ainda não depreciadas, portanto de maior custo e, conseqüentemente, maior necessidade de receita.

Na realidade, as receitas que compõem a RBSE foram estabelecidas na época da assinatura dos primeiros contratos de concessão de serviço público de transmissão e, contratualmente, representam o valor da receita anual requerida para manter as instalações existentes, preservando o equilíbrio econômico-financeiro das concessões de transmissão até 2015.

A definição da RBSE ocorreu com a desverticalização do setor elétrico, em que a separação contábil dos ativos de transmissão e geração resultou em duas novas tarifas, cuja soma era igual à tarifa de suprimento vigente em 1998. Como as empresas existentes até então eram, principalmente, grandes geradoras federais e estaduais, que estavam em processo de privatização, a preocupação primeira foi com o estabelecimento das tarifas de

geração, de forma que as receitas de transmissão foram definidas pela diferença entre a tarifa de suprimento e a nova tarifa de geração. Isto resultou em receitas de transmissão mais baixas do que as receitas associadas às novas instalações de transmissão.

A Tabela 4.2 ilustra a diferença entre a RAP associada a novas instalações de transmissão e a RBSE relativa às instalações de transmissão mais antigas, a partir da comparação entre circuitos de uma mesma linha de transmissão, os quais apresentam extensão e características semelhantes, porém com receitas estabelecidas em períodos distintos.

Tabela 4.2 – Diferença entre a RAP das novas instalações de transmissão e a receita RBSE

Linha de Transmissão	Entrada em Operação	RAP (R\$)	(x 1.000) R\$/km	Acréscimo em relação à RBSE
LT 500 kV S.DA MESA /SAMAMBAIA C-1 GO/DF	Até 1999	11.595.376,81	46,57	-
LT 500 kV S.DA MESA /SAMAMBAIA C-2 GO/DF	Até 1999	13.625.867,22	54,83	-
LT 500 kV S.DA MESA /SAMAMBAIA C-3 GO/DF	2003	50.222.220,75	202,51	298%
LT 500 kV IMPERATRIZ /COLINAS C-1 MA/TO	Até 1999	27.140.217,32	79,13	-
LT 500 kV IMPERATRIZ /COLINAS C-2 MA/TO	2004	65.262.831,18	190,27	140%
LT 500 kV GURUPI /MIRACEMA C-1 TO	Até 1999	14.266.541,54	55,95	-
LT 500 kV GURUPI /MIRACEMA C-2 TO	2003	48.988.100,27	192,11	243%
LT 500 kV COLINAS /MIRACEMA C-1 TO	Até 1999	14.248.667,42	81,89	-
LT 500 kV COLINAS /MIRACEMA C-2 TO	2004	33.515.895,94	192,62	135%
LT 500 kV MARABA /TUCURUI C-1 PA	Até 1999	16.341.871,77	73,18	-
LT 500 kV MARABA /TUCURUI C-2 PA	Até 1999	17.630.228,39	78,95	-
LT 500 kV MARABA /TUCURUI C-3 PA	2003	38.617.069,44	177,14	127%
LT 500 kV MARABA /TUCURUI C-4 PA	2005	55.275.355,56	253,56	225%
LT 500 kV TERESINA II /P.DUTRA C-1 PI/MA	Até 1999	11.869.647,06	58,76	-
LT 500 kV TERESINA II /P.DUTRA C-2 PI/MA	2003	35.505.513,51	169,07	199%
LT 765 kV ITABERA /TIJUCO PRETO C-1 SP	Até 1999	20.147.170,27	66,06	-
LT 765 kV ITABERA /TIJUCO PRETO C-2 SP	Até 1999	20.087.316,30	66,08	-
LT 765 kV ITABERA /TIJUCO PRETO C-3 SP	2001	62.243.266,78	199,50	209%

Como pode ser visto na Tabela 4.2, as receitas relativas às novas instalações são em média 200% maiores do que os custos associados à RBSE definida para as instalações mais antigas, e, conseqüentemente, bastante depreciadas. Enquanto para os circuitos com entrada em operação até a definição da RBSE, em 1999, o custo anual é em torno de 60.000,00 R\$/km, para os circuitos mais recentes este valor é cerca de 200.000,00 R\$/km. Esta diferença fez com que a RAP aumente rapidamente, na medida em que novas instalações são incorporadas à rede de transmissão. Assim, parte do crescimento da Receita Anual Permitida está relacionada à entrada em operação das novas instalações de transmissão, cujas receitas são significativamente superiores aos valores associados às instalações da RBSE, as quais estão em grande parte depreciadas.

4.2 - EXPANSÃO DAS INTERLIGAÇÕES INTER-REGIONAIS

Do ponto de vista de benefícios, a expansão das interligações inter-regionais pode resultar no aumento da disponibilidade total de energia no sistema, na medida em que o excedente de geração em um subsistema pode ser utilizado para compensar o déficit em outro.

Deste modo, a expansão das interligações inter-regionais pode representar a postergação de novos investimentos em geração, uma vez que possibilita uma otimização na utilização da capacidade de geração do país. Neste sentido, é importante a discussão sobre os impactos econômicos da implantação de elos de interligação, os quais representam, atualmente, mais de 1/4 da RAP associada às instalações de transmissão (ANEEL, 2008).

4.2.1 - Análise Custo-Benefício da Interligação de Subsistemas

Segundo Hunt (2002), a análise custo-benefício da construção de uma linha de transmissão é, fundamentalmente, a comparação entre o valor de energia adicional transportada e o custo da linha. De modo simplificado, é econômico construir uma linha se o valor da energia adicional transportada é maior do que o custo da linha. Nesta análise, o valor da energia transportada é a diferença entre o custo de geração entre os subsistemas a serem interligados.

Por exemplo, considerando dois subsistemas, A e B, cujas curvas de oferta são mostradas na Figura 4.8, em cada subsistema o custo da geração aumenta quanto mais caro são os geradores despachados. Se os dois sistemas são isolados, o custo marginal da geração no subsistema A é de P_A \$/MWh, para uma geração de X MW, e P_B \$/MWh no subsistema B, para uma geração de Y MW. Interligando os subsistemas e desconsiderando as perdas, a solução de menor custo para atender aos dois submercados requer que os custos marginais em A e B sejam iguais. Isto acontece na interseção das duas curvas de oferta, onde a geração no subsistema A é $X + T$ e em B é $Y - T$. O fluxo na linha entre A e B, em MW, será T e o custo marginal da geração será P_{AB} \$/MWh em cada subsistema, como mostra a Figura 4.9 (HUNT, 2002).

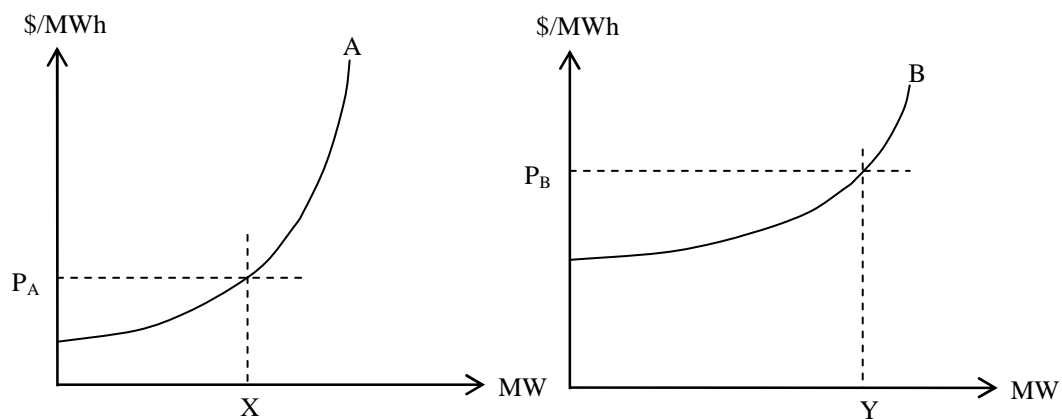


Figura 4.8 – Curvas de suprimento de dois subsistemas isolados – A e B.

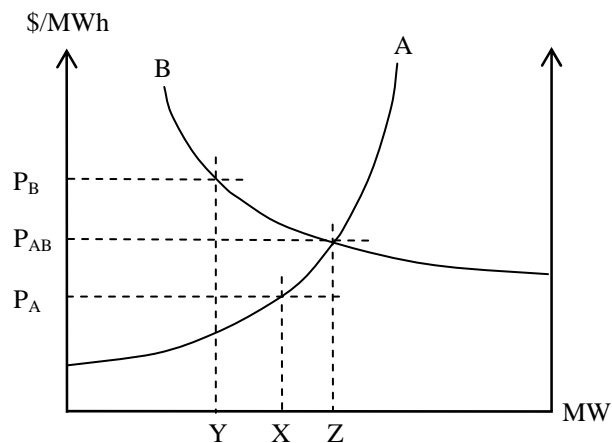


Figura 4.9 – Custo Marginal da Operação após a interligação dos subsistemas

O valor marginal de curto prazo da interligação dos subsistemas é a diferença entre o custo marginal da geração nos dois subsistemas. Para o exemplo das Figuras 4.8 e 4.9, o valor marginal da transmissão antes da expansão é o preço da energia em B menos o preço da energia em A, ou seja, $P_B - P_A$.

Considerando a linha de transmissão com limite igual ou superior a T, o custo da interligação dos subsistemas seria justificável se o custo médio da linha, em \$/MWh, fosse menor que o valor marginal da transmissão entre A e B, $P_B - P_A$.

Em outras palavras, a expansão da transmissão é justificada quando o valor presente líquido do despacho evitado, em função das obras de transmissão, integralizado em todas as horas do uso futuro do sistema, resulta menor do que o custo da expansão, ou seja, se o custo total da geração evitada excede o custo total da expansão.

Entretanto, em um sistema como o brasileiro, com geração predominantemente hidroelétrica e grandes variações de aflúências ao longo dos anos, esta análise não é assim tão simples. A forte dependência do volume de chuvas associada à geração hidroelétrica introduz incertezas na capacidade de geração de cada subsistema. Nos períodos de cheias, aumenta a possibilidade de vertimento, dado os limites de enchimento dos reservatórios, enquanto nos períodos de seca é necessária a utilização de outras fontes de geração de energia ou o aumento do intercâmbio entre os sistemas. Em outras palavras, no Brasil a rede de transmissão funciona como uma hidroelétrica virtual, uma vez que permite o “transporte de água” de um subsistema para outros, o que evita geração por meio de térmicas e, conseqüentemente, reduz os custos marginais de curto prazo.

Deste modo, no Brasil, a análise da viabilidade econômica das interligações entre subsistemas deve considerar, necessariamente, a disponibilidade e energia em função das vazões afluentes a cada usina do sistema e do grau de regularização propiciado pelos seus reservatórios.

4.2.2 - Despacho centralizado das usinas geradoras

No Sistema Elétrico Brasileiro, a decisão sobre o despacho das usinas e sobre o uso da transmissão é feita de forma centralizada pelo ONS, com base em um critério de mínimo custo de operação. O ONS define o despacho seguindo a ordem de mérito dos custos variáveis das usinas, até o atendimento pleno da demanda ou até o despacho da última usina, cujo custo variável passa a ser o Custo Marginal de Operação – CMO.

Do ponto de vista econômico imediato, é interessante a máxima utilização da energia hidroelétrica disponível em cada período. Entretanto, isto aumenta os riscos de déficits futuros. Por outro lado, a conservação do nível máximo dos reservatórios implica o despacho de geração térmica e, conseqüentemente, na elevação dos custos de operação.

Convém destacar que o despacho das usinas é definido pelo ONS utilizando modelos matemáticos, que objetivam encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termoeletricas (ONS, 2007). Assim, o despacho ótimo procura minimizar o custo total de operação, isto é, o custo do uso dos recursos energéticos disponíveis, considerando a complementaridade entre os recursos nos sistemas interligados.

4.2.3 - Custo Marginal da Operação

O Custo Marginal da Operação – CMO é a variação do custo total de operação necessário para atender um MWh adicional de demanda, utilizando os recursos existentes. Tal custo é obtido com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, a partir de modelos de precificação que consideram o despacho de geração ótimo para o período em estudo (KELMAN, 2001).

O CMO em cada subsistema varia de acordo com as decisões de operação, com vistas a garantir o atendimento futuro, e com o despacho de térmicas, baseado na capacidade de geração hídrica e térmica no período. Contudo, devido à preponderância de geração hidroelétrica e em função da variabilidade hidrológica, são significativas as incertezas na previsão do CMO no Sistema Interligado Nacional.

As Figuras de 4.10 a 4.13 ilustram o valor esperado do CMO em cada subsistema, no período 2008/2012, considerado no Plano Anual da Operação Energética – PEN 2008, do ONS, com base em 2000 séries sintéticas da Energia Natural Afluente. São mostrados a média mensal, as medianas, que representam o valor central da amostra de 2.000 resultados de CMO, e os percentis de 10% e 90%. Onde o percentil de 10%, em um determinado mês, indica que em 10% das séries sintéticas simuladas os resultados de CMO foram iguais ou inferiores àquele valor e o percentil de 90% indica que somente em 10% das séries ocorreram CMO superiores àquele valor.

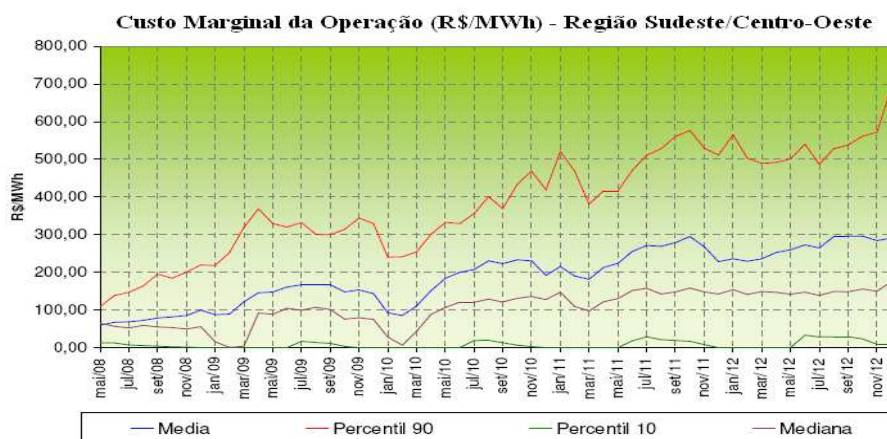


Figura 4.10 – Valor esperado do Custo Marginal da Operação, em R\$/MWh, entre 2008 e 2012, na região Sudeste/Centro-oeste. (Fonte: ONS – PEN 2008)

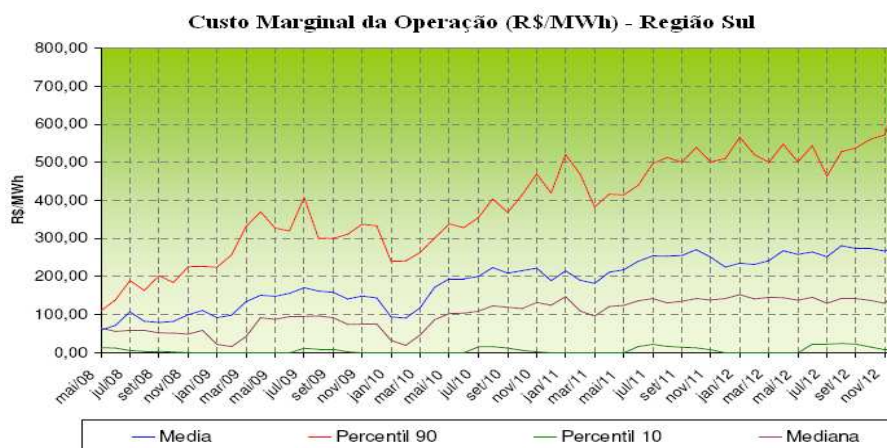


Figura 4.11 – Valor esperado do Custo Marginal da Operação, em R\$/MWh, entre 2008 e 2012, na região Sul. (Fonte: ONS – PEN 2008)

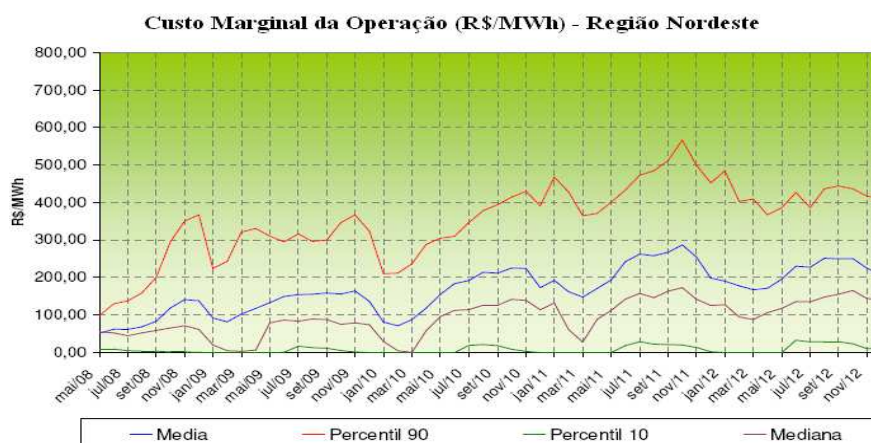


Figura 4.12 – Valor esperado do Custo Marginal da Operação, em R\$/MWh, entre 2008 e 2012, na região Nordeste. (Fonte: ONS – PEN 2008)

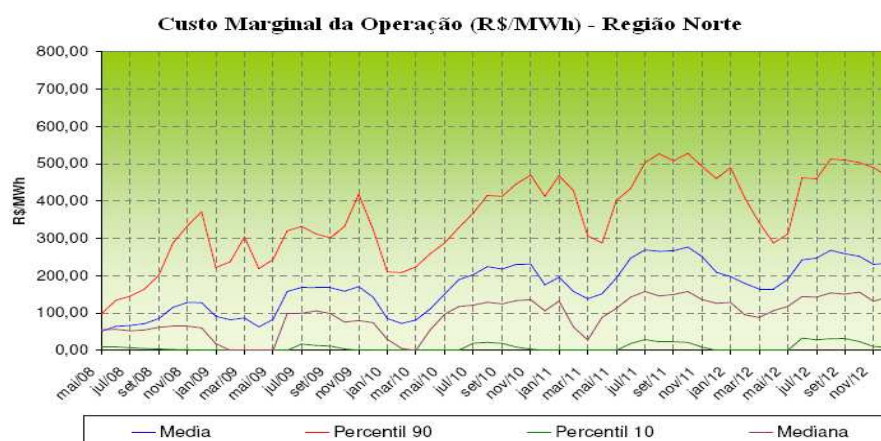


Figura 4.13 – Valor esperado do Custo Marginal da Operação, em R\$/MWh, entre 2008 e 2012, na região Norte. (Fonte: ONS – PEN 2008)

Como pode ser observado nas Figuras 4.10 a 4.13, no período entre 2008 e 2012, o Custo Marginal da Operação pode atingir valores próximos a zero ou superiores a R\$ 400/MWh, dependendo do volume de chuvas no período.

4.2.4 - Custo das interligações inter-regionais no Brasil

A transferência de energia de um sistema para outro através das interligações inter-regionais permite o aproveitamento da capacidade de geração de energia de mais baixo custo disponível no sistema a cada período, reduzindo o custo global de operação e os níveis de vertimento dos reservatórios, e eliminando ou atenuando os déficits de energia. Por outro lado, como destacado anteriormente, a construção de uma linha de transmissão conectando dois subsistemas é economicamente viável quando o valor da energia adicional transportada é maior do que o custo da linha (HUNT, 2002).

Contudo, em sistemas predominantemente hidroelétricos a quantificação dos ganhos obtidos com as interligações torna-se uma tarefa difícil, uma vez que os carregamentos das interligações podem, dependendo das condições hidrológicas, atingir o limite de intercâmbio ou operar com fluxos próximos de zero.

Uma primeira análise do custo das interligações inter-regionais pode ser feita com base no custo médio anual por MWh, obtido a partir da RAP, em R\$/ano, associada a estas instalações de transmissão dividida pela energia transportada em MWh/ano, ou seja:

$$\pi_{INT} = \frac{RAP_{INT}}{|f_{INT}|} \quad (4.1)$$

Onde, π_{INT} é o custo médio da interligação, RAP_{INT} é a receita por ano associada à interligação inter-regional e $|f_{INT}|$ é a soma dos valores absolutos da energia transmitida em MWh/ano.

As instalações de transmissão associadas às interligações inter-regionais representam, a preços de junho de 2008, uma RAP de cerca de R\$ 2,43 bilhões, distribuídos entre as quatro interligações conforme a Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Receita Anual Permitida, a preços de junho de 2008, relativa às interligações inter-regionais (ANEEL, 2008).

INTERLIGAÇÃO	RAP (10⁶ R\$)
Norte - Nordeste	952
Sudeste - Nordeste	367
Norte - Sul	600
Sul - Sudeste	511
TOTAL	2.430

Dividindo os valores da receita anual pelos intercâmbios verificados no período entre 2002 e 2008, a partir de dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico obtidos em www.ons.org.br, foram calculados os valores, em R\$/MWh, mostrados na Figura 4.14.

Os valores foram estabelecidos para os ciclos tarifários de 2002-2003 a 2007-2008, que começam em julho do ano de início do ciclo e terminam em junho do ano seguinte. A RAP de cada ciclo tarifário, atualizada para junho de 2008, foi dividida pela soma dos valores absolutos da energia transmitida pelas interligações inter-regionais a cada ciclo, independente do sentido do fluxo, conforme a equação (4.1).

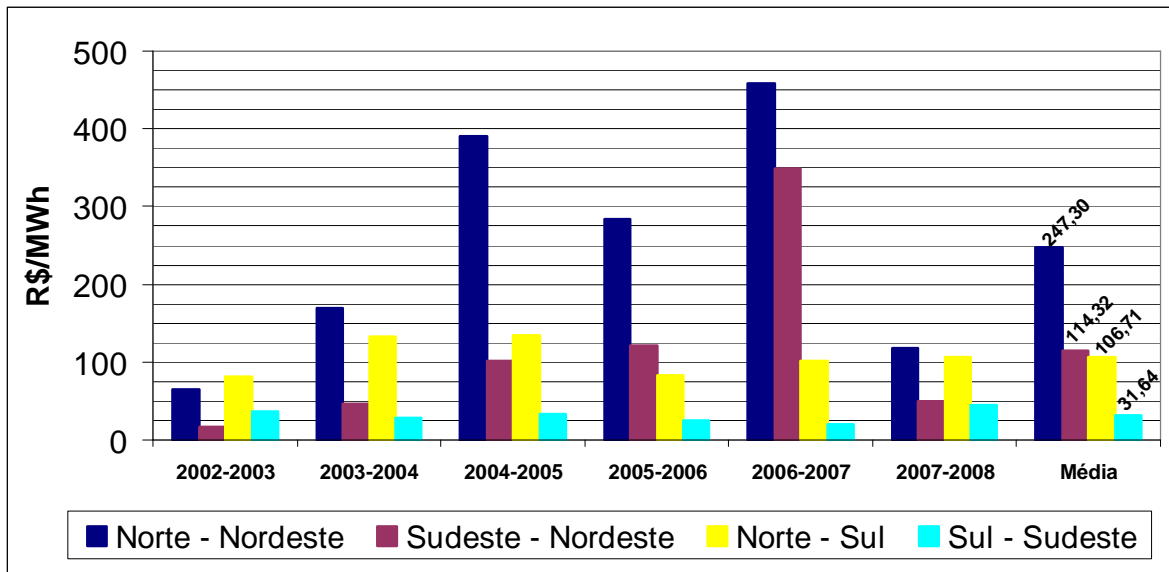


Figura 4.14 - Custo Anual Médio das Interligações Inter-Regionais em R\$/MWh.

Na interligação Sul – Sudeste/Centro-oeste existe fluxo significativo de energia durante boa parte do ano, devido à complementaridade hidrológica entre estas regiões, resultando em um custo da transmissão entre a região Sul e a região Sudeste/Centro-oeste em torno de R\$ 32/MWh . De outra forma, o fluxo na interligação Norte-Sul depende das condições hidrológicas dos quatro subsistemas. De modo geral, o fluxo na Norte-Sul aumenta quando o intercâmbio do Sudeste/Centro-oeste para o Sul está mais intenso.

Já as interligações Norte-Nordeste e Sudeste-Nordeste servem principalmente à importação de energia pela região Nordeste. Até a entrada em operação da interligação Sudeste-Nordeste, o custo médio do transporte de energia para o Nordeste era cerca de R\$ 60/MWh . Com a implantação, no ano de 2003, da interligação Sudeste-Nordeste, parte da energia transportada pela interligação Norte-Nordeste passou a compor o fluxo da interligação Sudeste-Nordeste. Isto fez com que o custo de transmissão nas duas interligações aumentasse, como pode ser visto na Figura 4.14.

Além disso, em períodos hidrológicos muito severos na região Sul, como o que ocorreu em 2006, enquanto aumenta o fluxo nas interligações Norte-Sul e Sul-Sudeste, diminui o intercâmbio de energia nas interligações Norte-Nordeste e Sudeste-Nordeste, o que explica os valores extremamente elevados do custo da transmissão nestas interligações no ciclo 2006-2007.

Contudo, mesmo com variações significativas do custo de transmissão entre os subsistemas ao longo dos ciclos tarifários, os valores médios, considerando o período de 2002 a 2008, são de R\$ 247,30/MWh para a interligação Norte-Nordeste, R\$114,32/MWh para a interligação Sudeste-Nordeste, R\$106,71/MWh para a interligação Norte-Sul e R\$ 31,64/MWh para a interligação Sul-Sudeste.

Na análise clássica, estas interligações seriam consideradas economicamente viáveis quando o valor da energia adicional transportada, medido pela diferença entre o Custo Marginal da Operação entre os subsistemas interligados, fosse maior do que os custos do transporte da energia.

Utilizando os dados do Programa Mensal da Operação – PMO de setembro de 2008, o custo variável das térmicas despachadas centralizadamente vai de R\$ 0,01/MWh (UTE Sol, no Sudeste) até R\$1.047,38/MWh (UTE Brasília, no Centro-oeste), apresentando um valor médio de R\$ 257,00/MWh .

Deste modo, considerando a disponibilidade de energia hidroelétrica acima da carga própria dos subsistemas do SIN, ainda que em determinados períodos do ano, as interligações inter-regionais podem ser consideradas viáveis, uma vez que, na maioria dos casos, os gastos com geração térmica são superiores ao valor associado à transmissão de energia, mesmo no caso da interligação Norte – Nordeste, cujo custo médio entre 2002 e 2008 foi de R\$ 247,30/MWh .

Assim, o custo da transmissão entre os subsistemas pode ser um indicador da viabilidade econômica da expansão das interligações inter-regionais e auxiliar ao regulador na avaliação dos planos de expansão, uma vez que precifica o transporte de energia entre os subsistemas do SIN.

4.2.5 - Índice Custo-Benefício das Interligações

O atendimento à carga em subsistemas isolados depende apenas da capacidade de geração das fontes de energia disponíveis no próprio subsistema. Considerando os subsistemas brasileiros isoladamente, o custo marginal da operação em cada um deles seria uma função da combinação de geração hidráulica e térmica utilizada para atender a demanda. A Figura 4.15 ilustra esta situação hipotética, uma vez que mostra a variação do custo marginal na região Sul, considerando o atendimento da demanda apenas com a geração do próprio subsistema. Na medida em que diminui a geração hidroelétrica (eixo das abscissas) aumenta a necessidade geração térmica (eixo das ordenadas direito) para atender a demanda do subsistema, elevando o custo marginal da operação (eixo das ordenadas esquerdo).

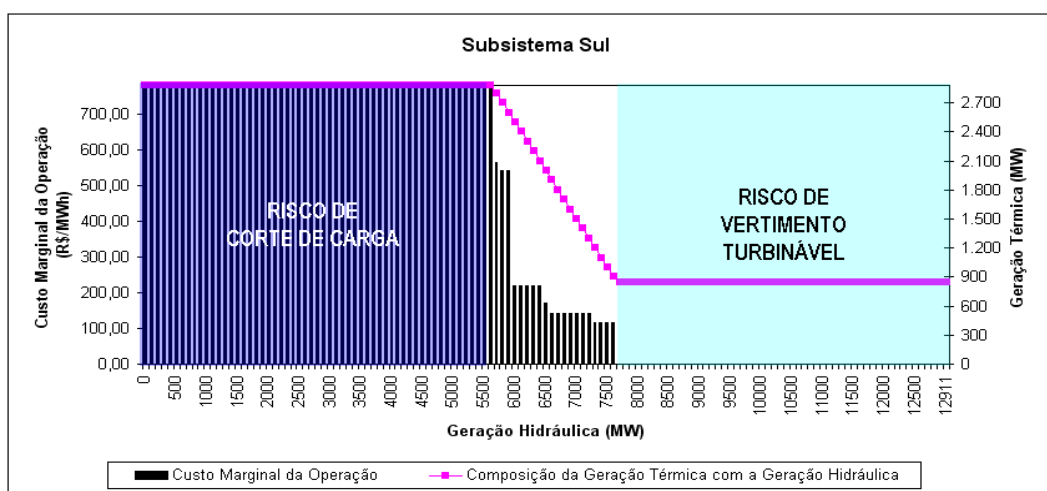


Figura 4.15 - Custo Marginal da Operação em Função da Quantidade de Geração por Fontes Hidroelétricas e Termoelétricas no Subsistema Sul

Observa-se que para os subsistemas que operam isoladamente existe um intervalo onde é possível atender à carga e evitar vertimento turbinável. Abaixo de uma geração hidroelétrica mínima, não é possível atender às cargas com a geração térmica existente. De outro lado, se não for possível armazenar água e houver capacidade de geração hídrica acima do necessário, poderá ser inevitável o vertimento.

Do ponto de vista econômico, o ideal é que seja aproveitada toda a capacidade de geração hidroelétrica, evitando, ao mesmo tempo, vertimentos e o despacho de usinas termoelétricas. Neste sentido, a interligação dos subsistemas pode propiciar a redução do

custo global de operação, a partir da transferência de energia de um sistema para outro, priorizando a geração de energia de mais baixo custo disponível nos subsistemas interligados.

Assim, as interligações inter-regionais, como destacado anteriormente, podem funcionar como usinas virtuais, assegurando a transferência da energia armazenada entre subsistemas, o que reduz a probabilidade de déficits de energia, a necessidade de complementação térmica ou evita os vertimentos nos subsistemas exportadores, e resulta em uma significativa flexibilidade operacional.

Contudo, a justificativa econômica da construção de um elo de interligação depende, também, do investimento necessário à sua implantação, uma vez que custos muito altos podem ser proibitivos, dado que existe a opção da implantação de novas fontes de geração nos subsistemas considerados, como fontes alternativas (eólicas, por exemplo) ou usinas termelétricas. Desta maneira, é relevante comparar, economicamente, a construção de novas fontes de geração com a implantação de interligações inter-regionais.

Em termos conceituais, o custo da interligação regional (ou da usina virtual) pode ser comparado com o custo da geração alternativa, ou de uma usina contratada por disponibilidade, por exemplo. Neste caso, a interligação é a alternativa mais atrativa quando for obedecida a seguinte condição:

$$c(G_{INT}) \leq c(G_{DISP}) \quad (4.2)$$

Ou, analisando de outra forma, uma interligação “i” é prioritária em relação a um dado conjunto de empreendimentos se

$$P_i = \max \{c_i(G_{INT}) - c(G_{DISP})\}, \forall i = 1 \text{ a } n \quad (4.3)$$

Onde $c_i(G_{INT})$ é o custo da interligação i , $c(G_{DISP})$ é o índice custo-benefício de usinas contratadas por disponibilidade. Logo, quanto maior o valor de P_i mais prioritária é uma dada interligação entre subsistemas. Tal indicador de prioridade (P_i) é fundamental quando

a expansão está sujeita a restrições orçamentárias ou de nível máximo de tarifas. Nesses casos, torna-se essencial a priorização das obras de interligação, das mais baratas para as de maiores custos.

Nos leilões de energia, as usinas hidroelétricas são contratadas por quantidade⁵ de energia elétrica, enquanto as usinas termoelétricas são contratadas por disponibilidade⁶ de energia. A modalidade contratual por disponibilidade garante uma renda fixa anual ao gerador, sendo os custos variáveis, quando a usina opera, uma responsabilidade do consumidor (EPE, 2008).

Neste contexto, a interligação entre dois subsistemas pode ser representada, sob o aspecto econômico, por uma usina virtual, remunerada tal como um contrato por disponibilidade, como mostra a Figura 4.16, capaz de fornecer energia elétrica nos dois sentidos, dependendo do custo marginal da operação em cada subsistema.

Ou seja, a usina virtual é “despachada” quando os custos marginais dos dois subsistemas são diferentes, sendo que o sentido do fluxo de energia elétrica será do subsistema de menor custo para o subsistema de maior custo geração.

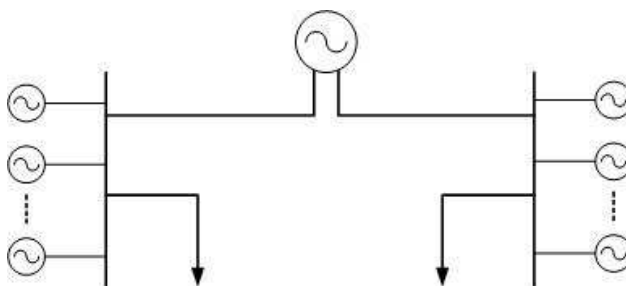


Figura 4.16 – Interligação entre subsistemas vista como uma usina virtual.

Nos leilões de geração térmica, o critério de seleção dos projetos vencedores baseia-se no Índice de Custo-Benefício (ICB), também conhecido como Razão Incremental Custo/Benefício. A decisão consiste na escolha dos investimentos por ordem de mérito crescente, ou seja, do menor para o maior valor de ICB.

⁵ O contrato por quantidade é aquele em que os riscos associados ao regime hidrológico são de responsabilidade da usina.

⁶ No contrato por disponibilidade os riscos de variações no Custo Marginal de Operação são de responsabilidade do consumidor.

Observa-se que, neste caso, o benefício energético da operação integrada de um empreendimento de geração termoeletrica é o acréscimo na Energia Assegurada do sistema existente devido à inclusão do empreendimento (EPE, 2008).

Por outro lado, o custo global de um empreendimento de geração compreende o custo de investimento, incluindo os custos socioambientais, os juros durante a construção e a parcela fixa dos custos de operação e manutenção – O&M, somado ao valor esperado do custo variável de O&M e ao valor esperado do custo econômico de curto prazo.

Assim, o Índice de Custo-Benefício, em R\$/MWh, de cada empreendimento de geração, é definido como a razão entre o seu custo total e o seu benefício energético, podendo ser calculado em base mensal ou anual, do seguinte modo:

$$ICB = \frac{\text{Custos Fixos} + E(\text{Custo de Operação}) + E(\text{Custo Econômico de Curto Prazo})}{\text{Garantia Física}} \quad (4.4)$$

A parcela de Custos Fixos é dada em R\$/ano e representa a receita requerida pelo investidor de forma a cobrir o custo total de implantação do empreendimento, incluindo os custos socioambientais, os juros durante a construção e a remuneração do investimento, além de todos os custos fixos relativos à operação e manutenção da usina.

O Valor Esperado do Custo de Operação contempla, basicamente, o custo do combustível, enquanto o Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo é explicado pelas exposições da usina ao mercado de custo prazo, isto é, ao preço *spot*. Por fim, a Garantia Física do empreendimento corresponde à Energia Assegurada – EA, em MWmédio.

Assim, simplificando a expressão (4.4), o Índice Custo-Benefício de uma usina de geração térmica será dado por:

$$ICB = \frac{\text{Custos Fixos (CF)}}{\text{Energia Assegurada (EA)}} + K \quad (4.5)$$

Onde K é uma variável aleatória que depende do despacho da usina, dos custos variáveis e dos Custos Marginais da Operação do SIN.

Estendendo o raciocínio para as interligações inter-regionais, sempre que houver excedente de geração em um subsistema, pode ser calculado um Índice Custo-Benefício comparável com o ICB das térmicas, que seja um indicativo na escolha entre ampliar as interligações ou construir novos empreendimentos de geração, dado por:

$$ICB_{INT} = \frac{RAP}{\text{Limite médio de Intercâmbio (LI)}} + \alpha \quad (4.6)$$

A variável α na equação (4.6), assim como K na expressão (4.5), é uma variável aleatória e representa o valor esperado do Custo Marginal da Operação no subsistema exportador, que varia com as condições hidrológicas, com a energia armazenada nos reservatórios e com a geração térmica disponível no subsistema exportador.

Pode-se, então, reescrever a equação 4.3 a partir de 4.5 e 4.6, assumindo-se por analogia, que ICB é igual a $c(G_{DISP})$ e ICB_{INT} é igual a $c_i(G_{INT})$. Tem-se, então,

$$P_i = \max \left\{ \left[\frac{RAP_i}{LI_i} + \alpha_i - \frac{CF}{EA} + K \right] \right\}; \forall i \quad (4.7)$$

Trabalhando um pouco mais o lado direito da equação 4.7, tem-se que

$$\alpha_i = \left(\frac{CF}{EA} + K \right) - \frac{RAP_i}{LI_i} \quad (4.8)$$

Ou, de outra forma, para que uma interligação regional seja viável o custo marginal do submercado exportador não pode ser maior do que a diferença entre o ICB médio das usinas contratadas por disponibilidade e o custo médio da própria interligação.

A equação 4.8 pode ser interpretada também de outra maneira, isto é, para que uma dada interligação seja viável o custo associado à sua disponibilidade, em R\$/MWh, não pode ser maior do que o ganho com custo de geração evitado, ou seja,

$$\frac{RAP_i}{LI_i} \leq \left(\frac{CF}{EA} + K \right) - \alpha_i \quad (4.9)$$

Do ponto de vista econômico, a interligação é justificada quando o ICB_{INT} da usina virtual, considerando a expectativa do custo da geração no subsistema exportador, for menor que o ICB de uma nova térmica, ou da média das térmicas contratadas por disponibilidade.

Como exemplo, o cálculo do ICB_{INT} é aplicado aos subsistemas marcadamente importadores do SIN – subsistemas Sul e Nordeste, considerando os limites de recebimento apresentados na seção 3.3.1. Sob o ponto de vista do subsistema Sul, a interligação Sul – Sudeste é uma usina virtual, representada na Figura 4.17 pelo círculo identificado pela letra H.

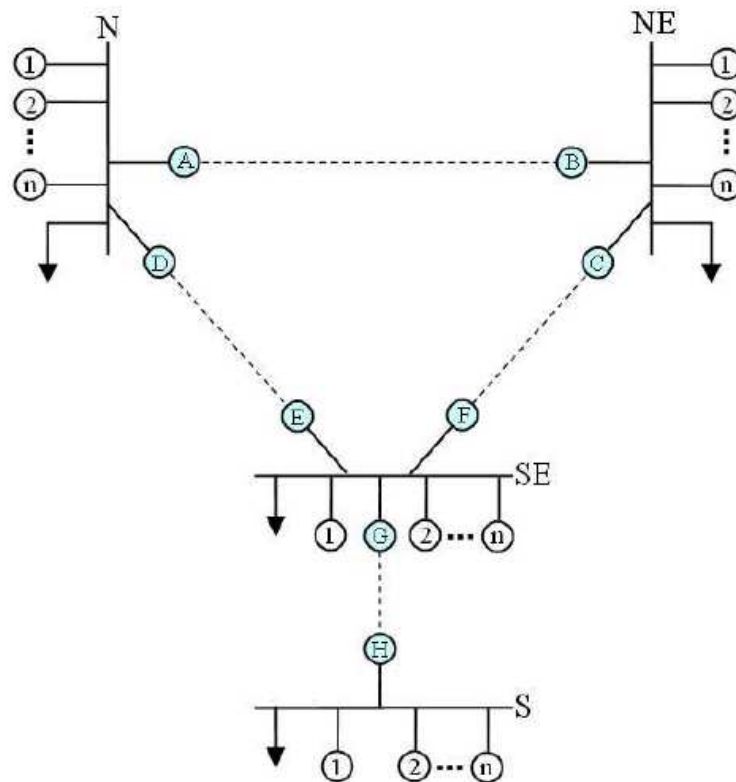


Figura 4.17 – Representação das interligações inter-regionais como usinas virtuais.

Considerando o limite de recebimento do Sul igual a 4.900 MW médio e a Receita Anual Permitida da interligação Sul-Sudeste igual a R\$ 510.926.347,93, pode-se calcular o ICB_{INT} desta geração virtual como:

$$ICB_{S-SE} = \frac{RAP_{S-SE}}{\text{Limite de Recebimento}_s} + \alpha_{SE} \quad (4.10)$$

$$ICB_{S-SE} = \frac{510.926.347,93}{4900 \times 8760} + \alpha_{SE} \quad (4.11)$$

$$ICB_{S-SE} = (11,90 + \alpha_{SE}) \text{ R\$/MWh} \quad (4.12)$$

A variável α_{SE} é o valor esperado do Custo Marginal da Operação⁷ do subsistema exportador, neste caso a região Sudeste/Centro-oeste. Comparando o ICB_{S-SE} da equação (4.12) com o ICB das térmicas vencedoras no último Leilão de Energia Nova, ocorrido em setembro de 2008, que foi em torno de R\$ 145/MWh, encontra-se o valor de máximo α_{SE} para que a interligação seja considerada economicamente viável:

$$\alpha_{SE} = \text{R\$ } 133,10/\text{MWh} \quad (4.13)$$

Desta forma, a interligação Sul-Sudeste/Centro-oeste pode ser considerada economicamente viável quando o valor esperado do Custo Marginal da Operação no sistema Sudeste/Centro-oeste, nos períodos de importação de energia pelo subsistema Sul, for menor que R\$ 133,10/MWh. Ou seja, enquanto estiver sobrando água no Sudeste/Centro-oeste ou até o despacho da última térmica de custo variável inferior a R\$ 133,10/MWh.

Considerando os dados do PMO de setembro de 2008, 45% da geração térmica despachada centralizadamente na região Sudeste/Centro-oeste tem custo variável inferior a R\$ 133,10/MWh, o que totaliza uma capacidade instalada de 3.390 MW médio.

⁷ Nos exemplos considera-se o Custo Marginal da Operação igual ao Preço de Liquidação das Diferenças (CMO = PLD).

O mesmo pode ser feito para a região Nordeste, considerando as interligações Norte – Nordeste e Sudeste – Nordeste como duas usinas virtuais, como representado na Figura 4.17 pelos círculos identificados pelas letras B e C.

Para um limite de recebimento do Nordeste de 3.600 MW médio, e uma Receita Anual Permitida associada à interligação Norte – Nordeste de R\$ 951.604.042,48 e à interligação Sudeste – Nordeste de R\$ 366.764.174,74, tem-se:

$$ICB_{SE-NE,N-NE} = \frac{RAP_{N-NE} + RAP_{SE-NE}}{\text{Limite de Recebimento}_{NE}} + \alpha_{NE} \quad (4.14)$$

$$ICB_{SE-NE,N-NE} = \frac{1.318.368.217,22}{3600 \times 8760} + \alpha_{NE} \quad (4.15)$$

$$ICB_{SE-NE,N-NE} = (41,80 + \alpha_{NE}) \text{ R\$/MWh} \quad (4.16)$$

A variável α_{NE} é o Custo Marginal da Operação dos subsistemas exportadores, neste caso as regiões Sudeste/Centro-oeste e Norte. Novamente, comparando o $ICB_{SE-NE,N-NE}$ da equação (4.16) com o ICB das térmicas vencedoras no último Leilão de Energia Nova encontra-se o valor de α_{NE} :

$$\alpha_{NE} = \text{R\$ } 103,20/\text{MWh} \quad (4.17)$$

Assim, as interligações Norte-Nordeste e Sudeste-Nordeste podem ser consideradas economicamente viáveis enquanto o Custo Marginal da Operação nos subsistemas exportadores for menor que R\$ 103,20/MWh.

Como no subsistema Norte a geração é basicamente hidráulica, o atendimento à região Nordeste através das interligações Norte-Nordeste e Sudeste-Nordeste é economicamente viável, enquanto houver excedente de geração hidroelétrica nos subsistemas exportadores ou até que seja despachada a última térmica do Sudeste/Centro-oeste com custo variável menor que R\$ 103,20/MWh.

Cabe ressaltar ainda que o Índice Custo-Benefício usado para a comparação econômica de alternativas, não considera aspectos sócio-ambientais importantes quando da escolha da melhor alternativa de expansão.

Contudo, tanto o Índice Custo-Benefício das interligações quanto o custo da transmissão, apresentado na seção 4.2.4, podem servir de parâmetros na análise de alternativas de expansão. Analisando os números apresentados anteriormente, por exemplo, fica evidente que o transporte de energia para a região Nordeste apresenta custos bastante superiores ao transporte de energia para a região Sul. Isto alerta para a necessidade de uma atenção maior, quanto ao aspecto econômico, nas indicações de novos empreendimentos de expansão das interligações com o Nordeste.

Por fim, o Índice Custo-Benefício é também calculado para a interligação Tucuruí-Macapá-Manaus, licitada em junho de 2008, e com entrada em operação prevista para outubro de 2011. Tal interligação é composta por cerca de 1500 km de linhas de transmissão em 500 kV, circuito duplo, passando pelas subestações Tucuruí, Xingu, Jurupari, Oriximiná, Itacoatiara e Cariri, além de cerca de 340 km de linhas de transmissão em 230 kV, circuito duplo, interligando as subestações Jurupari, Laranjal e Macapá, como mostrado na Figura 4.18.

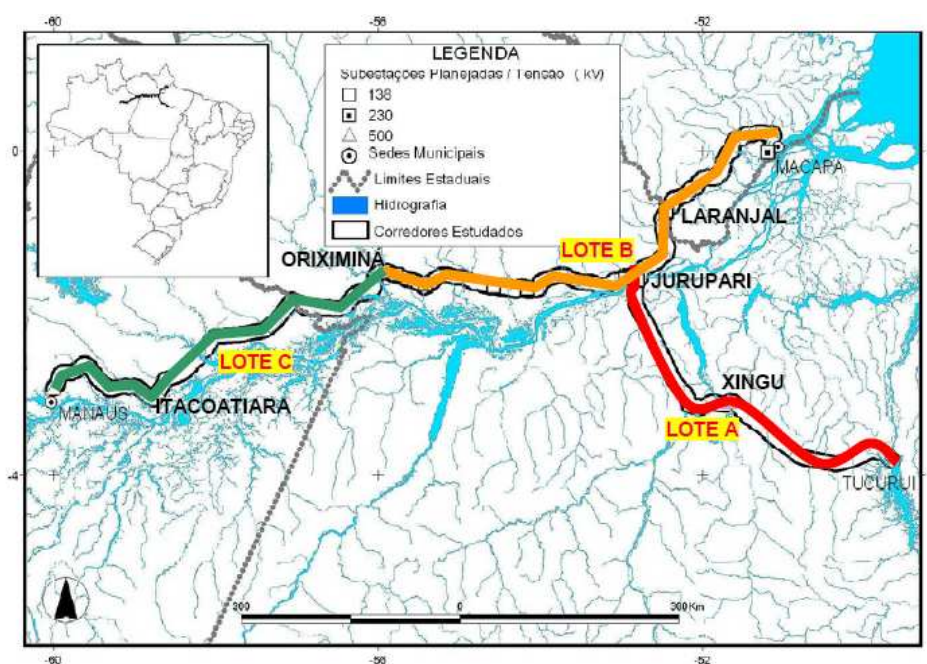


Figura 4.18 - Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus (Fonte: Edital do Leilão nº 004/2008-ANEEL)

A interligação Tucuruí-Macapá-Manaus possibilita a integração ao SIN de sistemas isolados da região amazônica, atendendo à Manaus, ao Amapá e às cidades do Pará e Amazonas situadas na margem esquerda do rio Amazonas.

Segundo os “Estudos Elétricos e de Viabilidade Técnico-Econômica - R1” esse sistema, sem a compensação série, tem uma capacidade de transmissão suficiente para atender uma carga regional de até 1730 MW. Com adição de compensação série de 70% nos trechos de linhas, tal capacidade se eleva para 2530 MW (PDE, 2008).

A Receita Anual Permitida resultante do leilão da interligação Tucuruí-Macapá-Manaus é de R\$ 247.787.568,00, considerando a compensação série. Desta forma, pode-se calcular o ICB_{INT} desta interligação para uma capacidade de transmissão de 2.530 MW :

$$ICB_{TMM} = \frac{RAP_{TMM}}{\text{Limite de Intercâmbio}_{TMM}} + \alpha_{TMM} \quad (4.18)$$

$$ICB_{TMM} = \frac{247.787.568,00}{2530 \times 8760} + \alpha_{TMM} \quad (4.19)$$

$$ICB_{TMM} = (11,18 + \alpha_{TMM}) \text{ R\$/MWh} \quad (4.20)$$

A região atendida pela interligação Tucuruí-Macapá-Manaus é suprida basicamente por geração termoelétrica, especialmente, por térmicas a óleo combustível ou diesel, cujos custos são bastante elevados. Considerando o custo da geração térmica que será evitada na região em torno de R\$ 450,00/MWh, e comparando com a expressão em (4.20), obtém-se:

$$\alpha_{TMM} = \text{R\$ } 438,82/\text{MWh} \quad (4.21)$$

Desta forma, a interligação Tucuruí-Macapá-Manaus é viável e muito importante para o País, uma vez que permitirá a redução da geração térmica com derivados de petróleo e o aproveitamento de excedentes de geração proveniente de outras regiões, cuja produção de energia elétrica é predominantemente hidroelétrica.

5 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

5.1 - CONCLUSÕES GERAIS

A expansão do sistema de transmissão de energia elétrica no Brasil tem acompanhado o crescimento econômico do país e o aumento da demanda de energia elétrica, contribuindo para a segurança do atendimento energético e para o aproveitamento da capacidade de geração.

Em contrapartida, a Receita Anual Permitida – RAP associada às instalações de transmissão cresceu cerca de 370% desde o ano 2000, apresentando uma taxa de crescimento muito superior à expansão do sistema de transmissão. Este aumento da Receita Anual Permitida está relacionado, além da própria expansão do sistema, a outros fatores como ao índice de atualização monetária – IGP-M – e à diferença entre os valores de receita associados às instalações antigas (RBSE) e a RAP referente às novas instalações de transmissão.

A parcela da RAP relativa à atualização pelo IGP-M representa quase metade (46%) da Receita Anual Permitida, evidenciando que grande parte do crescimento da receita de transmissão deve-se à atualização monetária. Por outro lado, as diferenças entre as novas receitas de transmissão e os custos associados a instalações da RBSE, bastante depreciadas, resulta no rápido crescimento da RAP na medida em que novas instalações são adicionadas à rede de transmissão.

Atualmente, cerca de 27% da receita do sistema de transmissão está associado às interligações inter-regionais. Estas instalações de transmissão integram os subsistemas do SIN, propiciando um ganho energético importante para o sistema.

A análise econômica das interligações inter-regionais, com base no seu custo médio e no Índice Custo-Benefício apresentado neste trabalho, indica a viabilidade econômica destas instalações de transmissão, especialmente devido à existência, ainda que em alguns períodos do ano, de excedentes de geração hidroelétrica nos subsistemas do SIN.

A abordagem do custo da disponibilidade, em que os custos de uma interligação inter-regional são comparados com o Índice Custo-Benefício das termelétricas contratadas por disponibilidade, foi utilizada neste trabalho para estudar a expansão do sistema de transmissão de energia elétrica. Foi mostrado que a abordagem do problema é promissora, uma vez que os resultados encontrados são consistentes com a realidade da evolução do sistema de transmissão no Brasil.

Com efeito, a interligação Tucuruí-Macapá-Manaus, que representa a substituição direta de termelétricas de elevados custos variáveis, seria uma obra prioritária, uma vez que apresenta um $P_i = R\$438,82/MWh$, que na prática, representa o ganho relativamente ao custo de geração evitado.

Além disso, a expansão das interligações inter-regionais contribui para a confiabilidade do sistema elétrico nacional, significando, em alguns casos, a postergação de novos investimentos em geração e a garantia do atendimento ao mercado de energia elétrica. Apesar do baixo fator de carga das interligações inter-regionais, a integração entre os subsistemas do SIN tem sido fundamental nos períodos de escassez de recursos, e até mesmo, nos períodos de excesso de chuvas, evitando vertimentos nas usinas hidroelétricas.

A aplicação dos índices apresentados neste trabalho pode auxiliar o regulador na avaliação da razoabilidade econômica da expansão do sistema de transmissão apontada pelo planejamento, especialmente quanto às interligações inter-regionais. Isto porque, enquanto a razão entre a RAP e o intercâmbio verificado nas interligações inter-regionais precifica a transmissão de energia elétrica entre os subsistemas do SIN, o Índice Custo-Benefício das Interligações mostra uma análise que independe do carregamento, baseada no custo de disponibilidade das instalações de transmissão e na expectativa do custo marginal de operação do sistema exportador.

5.2 - RECOMENDAÇÕES PARA PESQUISAS FUTURAS

Os indicadores da razoabilidade econômica da expansão do sistema de transmissão apresentados neste trabalho foram estabelecidos com foco nas interligações inter-regionais. Como cerca de 60% das linhas de transmissão não integram interligações inter-regionais, consistindo especialmente em linhas com tensão de 230 kV, recomenda-se para pesquisas futuras o estudo de novos índices com intuito de analisar a razoabilidade do sistema de transmissão no que diz respeito a estas instalações.

Recomendam-se também estudos no sentido de aprimorar os índices apresentados neste trabalho, principalmente, com o aprofundamento do tratamento estatístico das variáveis aleatórias que compõem o Índice Custo-Benefício.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil) – Atlas da energia elétrica do Brasil – 3ª Edição – Brasília: ANEEL, 2008. 233 p.:il.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil) – Resolução Normativa nº 67, de 8 de junho de 2004. “Estabelece critérios para a composição da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, e dá outras providências.”
- [3] Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil) – Edital do Leilão nº 004/2008-ANEEL – Brasília-DF – março/2008.
- [4] Almeida, F.G.; Borges, P.; Chagas, D.; Queiróz, M.A.S.; Santos, C.M.S. & Silva, C.M.M.R. “Importância estratégica da água para o terceiro milênio.” – Universidade Federal Fluminense – UFF, Geographia – Ano IV – nº 8 – dezembro/2004 – In: <http://www.uff.br/geographia/>
- [5] Banco de Informações de Geração – BIG – ANEEL – <http://www.aneel.gov.br>
- [6] Chipp, H. “Geração Flexível: Redução dos Riscos Elétricos e Energéticos” – Fórum ABRAGEF: A Importância da Geração Flexível no Setor Elétrico Brasileiro – Brasília-DF – março/2007.
- [7] Chipp, H. “Os benefícios da interligação eletro-energética”. In: Conexão AES Eletropaulo – nº 7 – Maio de 2007.
- [8] Conselho Nacional de Recursos Hídricos – CNRH (Brasil) – Resolução nº 32, de 15 de outubro de 2003.
- [9] Decreto 2.655, de 02 de julho de 1998 (Brasil). “Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências.”
- [10] Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Socioeconômicos – DIEESE. “As tarifas de energia elétrica no Brasil: sistemática de correção e evolução dos valores” in Nota Técnica nº. 58, dezembro, 2007.
- [11] Domingues, P.C.M. (2003) “A interconexão Elétrica dos Sistemas Isolados da Amazônia ao Sistema Interligado Nacional.”, Florianópolis, UFSC, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, 2003.
- [12] Empresa de Pesquisa Energética – EPE – “Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termoelétrica – Metodologia de Cálculo – Leilões de

Compra de Energia Proveniente de Novos empreendimentos de Geração A-3 e A5” – Brasília-DF – julho/2007.

- [13] Empresa de Pesquisa Energética – EPE – “Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2008-2017”. In: <http://www.epe.gov.br>
- [14] Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2005) “Estudos da Expansão da Transmissão – Análise dos Sistemas Regionais – Subsistema Nordeste Ciclo 2006-2015” – *Estudos do Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico*.
- [15] Empresa de Pesquisa Energética (2006) – Manual de Planejamento – Metodologia, Critérios e Procedimentos – Planejamento da Expansão. Rio de Janeiro, 2006.
- [16] Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – Estudos das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – Análise da Evolução das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – Ministério de Minas e Energia – MME e Empresa de Pesquisa Energética – EPE – fevereiro/2007.
- [17] Gross, George. “Transmission Expansion Overview” in Final Report for the Project PNUD BRA/98/019, ANEEL, 2007.
- [18] História da operação do sistema interligado nacional: – Depoimentos – Rio de Janeiro: Centro de Memória da Eletricidade no Brasil, 2003. 296p.; ISBN 85-85147-57-1.
- [19] Hunt, S. (2002) “Making competition work in electricity” – New York : J. Wiley & Sons , c2002, 450 p. : il.
- [20] Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE – <http://www.ibge.gov.br>
- [21] Kelman, J. (2001) “O desequilíbrio entre Oferta e Demanda de Energia Elétrica” – Relatório da Comissão de Análise do Sistema hidrotérmico de Energia Elétrica.
- [22] Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 (Brasil). “Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.”
- [23] Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 (Brasil). “Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.”
- [24] Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 (Brasil). “Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de Serviços Públicos de Energia Elétrica e dá outras providências.”

- [25] Maceira, M.E., Suanno, C., Bezerra, C., Cunha, S., Gorenstin, B. e Kligerman, A. (1997) “Cálculo dos benefícios energéticos associados à interligação dos sistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste no planejamento da operação interligada do sistema hidrotérmico brasileiro.” In: *XIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Belém, Brasil.
- [26] Ministério de Minas e Energia – MME (2008) “2ª Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2008-2012” – *Série Estudos da Demanda*. In Nota Técnica DEN 05/08 e Nota Técnica ONS 118/2008, outubro, 2008.
- [27] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (2008) “Desempenho das Interligações Regionais”. In: ONS RE-3/250/2007 – *Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo PEL – Jan/2008 a Abr/2009*, Volume II.
- [28] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (2008) “Operação do Sistema Interligado Nacional – Dados Relevantes 2007”.
- [29] Operador Nacional do Sistema Elétrico (Brasil) – Procedimentos de Rede – <http://www.ons.org.br>
- [30] Planejamento de Médio Prazo da Operação – Estudos para o PMO de setembro/2008 – ONS NT 096/2008 – Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS – agosto/2008.
- [31] Plano Anual da Operação Energética – PEN 2008 – Relatório Completo – ONS RE 3/117/2008 – Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS – junho/2008
- [32] Vieira, I. e Camargo, I. (2008) “O crescimento da receita anual permitida da rede básica face à expansão do sistema de transmissão”. In: *VI Congresso Brasileiro de Planejamento Energético – CBPE*, Salvador, Brasil.
- [33] Vieira, I. e Silva, J.M. (2008) “Parâmetros e diretrizes do cálculo da receita anual permitida associada aos reforços nas instalações de transmissão integrantes do Sistema Interligado Nacional”. In: *XIV Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico – SEPEF*, São Paulo, Brasil.