

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA  
ELÉTRICA**

Sara Einsfeld

**MODELAGEM DO FLUXO DE POTÊNCIA COM  
RESTRIÇÕES DE INTERCÂMBIO ENTRE ÁREAS**

Florianópolis

2017



Sara Einsfeld

**MODELAGEM DO FLUXO DE POTÊNCIA COM  
RESTRICÇÕES DE INTERCÂMBIO ENTRE ÁREAS**

Dissertação submetida ao Programa  
de Pós-Graduação em Engenharia Elé-  
trica para a obtenção do Grau de Mes-  
tre em Engenharia Elétrica.  
Orientador: Prof. Roberto de Souza  
Salgado, Ph.D.

Florianópolis

2017

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Einsfeld, Sara

Modelagem do fluxo de potência com restrições de  
intercâmbio entre áreas / Sara Einsfeld ;  
orientador, Roberto de Souza Salgado, 2017.

112 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de  
Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós  
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2017.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Fluxo de Potência. 3.  
Fluxo de Potência Estendido. 4. Restrições de  
Intercâmbio. I. Salgado, Roberto de Souza. II.  
Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de  
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Sara Einsfeld

**MODELAGEM DO FLUXO DE POTÊNCIA COM  
RESTRICÇÕES DE INTERCÂMBIO ENTRE ÁREAS**

Esta Dissertação foi julgada aprovada para a obtenção do Título de “Mestre em Engenharia Elétrica”, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 15 de setembro 2017.



---

Prof. Marcelo Lobo Heldwein, Ph.D.  
Coordenador do Curso



---

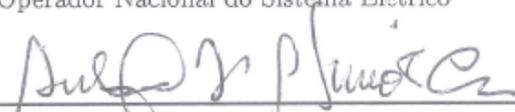
Prof. Roberto Salgado, Ph.D.  
Orientador

**Banca Examinadora:**



---

André Della Rocca Medeiros, Dr. Eng.  
Operador Nacional do Sistema Elétrico



---

Prof. Antônio José Alves Simões Costa, Ph.D.  
Universidade Federal de Santa Catarina



---

Prof.ª Katia Campos de Almeida, Ph.D.  
Universidade Federal de Santa Catarina



Dedico este trabalho ao meu orientador e  
amigo Professor Roberto Salgado.



## AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço ao meu orientador e professor Roberto Salgado por todo o auxílio e dedicação na realização deste trabalho, e principalmente por toda paciência e apoio demonstrada em todos os momentos.

Aos meus professores do curso de mestrado por todo conhecimento transmitido e aos colegas do LABSPOT.

Também agradeço meus amigos Guido e Maurício que foram essenciais para a conclusão desta dissertação.

Ao meu namorado Flávio, por sempre me ajudar e não me deixar desistir e o apoio dos meus familiares.

Agradeço a todos os meus colegas do ONS pelo apoio para a realização deste trabalho, principalmente ao engenheiro André Nascimento por toda a ajuda técnica e aos meus amigos do NSUL 2 por toda a compreensão na fase final desta dissertação.

Por fim, agradeço a Adriane e a Dra. Alessandra por me acompanharem durante esta dissertação. Sem vocês a conclusão deste trabalho não seria possível.



*Eu sou aquela mulher a quem o tempo muito ensinou. Ensinou a amar a vida e não desistir da luta, recomeçar na derrota, renunciar a palavras e pensamentos negativos. Acreditar nos valores humanos e ser otimista.*

Cora Carolina



## *RESUMO*

### **MODELAGEM DO FLUXO DE POTÊNCIA COM RESTRIÇÕES DE INTERCÂMBIO ENTRE ÁREAS**

Estudos de intercâmbio de energia entre áreas são geralmente realizados para avaliar os benefícios econômicos da compra e venda de energia envolvendo diferentes áreas de redes elétricas interligadas. A divisão do sistema elétrico em áreas possibilita a troca de energia, torna o sistema elétrico mais robusto, e aumenta significativamente a confiabilidade no atendimento às cargas. Frequentemente, os ajustes dos intercâmbios entre as áreas são realizados de forma manual, utilizando-se aplicativos computacionais de fluxo de potência convencional, o que requer tempo, experiência e conhecimento do sistema elétrico. Uma possível solução para realizar estes ajustes de forma mais eficiente é estender a modelagem do problema de fluxo de potência convencional para incluir um conjunto de variáveis adicionais, as quais permitem um controle mais efetivo sobre os fluxos de intercâmbio entre áreas. Neste trabalho, é apresentada a formulação analítica desta extensão, visando obter simultaneamente as soluções das equações da rede elétrica em regime permanente em níveis de carregamentos distintos, satisfazendo as restrições de fluxo de potência especificados em determinadas linhas de interligação. A cada iteração da solução através do método de Newton-Raphson, a solução geral de um sistema linear subdeterminado é obtida. Os resultados numéricos obtidos da formulação computacional utilizando o sistema teste IEEE-118 barras e um sistema equivalente brasileiro, ilustram as principais características da abordagem proposta.

**Palavras-chave:** Fluxo de potência, fluxo de potência estendido, restrições de intercâmbio



## *ABSTRACT*

### **POWER FLOW MODELING WITH INTERCHANGE RESTRICTIONS**

Studies on electrical energy interchange are generally used to assess the economical benefits of the selling – purchase between distinct areas electrically connected. The division of the power system in areas allows the energy interchange, increases its robustness and improves considerably the reliability of the power supply. Frequently, the adjustments in the power exchange are determined with the aid of computational programs (like the conventional power flow), which requires a reasonable knowledge of the electrical network. A possible approach to deal with this problem consists in extending the analytical modeling of the power flow problem to include additional variables, with direct influence on the interchange power flows.

This work proposes a methodology to determine power flow solutions taking into account the constraints on the net interchange of active power between areas. These solutions are obtained by solving the set of nonlinear power flow equations, augmented by the analytical model of the active power interchange. At each iteration of the solution process through Newton-Raphson method, the general solution of an undetermined linear system is obtained. Numerical results obtained with the IEEE 118-bus test system as well as with an equivalent Brazilian network illustrate the features of the proposed methodology.

**Keywords:** Power flow, Extended power flow, Interchange restrictions



## **LISTA DE FIGURAS**

Figura 2.1	Sistema de transmissão de Furnas, 1960 [1] . . . . .	29
Figura 2.2	Interligações entre as bacias hidrográficas brasileiras [2] . . . . .	32
Figura 2.3	Sistema Interligado Nacional - SIN [2] . . . . .	36
Figura 2.4	Interligação Sul/Sudeste [3]. . . . .	37
Figura 2.5	Interligações Norte/Nordeste, Norte/Sul e Sudeste/Nordeste [3] . . . . .	38
Figura 2.6	Energia Natural Afluente das Regiões Sul e Sudeste (p.u. de MWmed) [3]. . . . .	40
Figura 2.7	Intercâmbio entre as regiões S - SE/CO (MWmedio) [2] . . . . .	41
Figura 2.8	Exportação região norte [2]. . . . .	41
Figura 2.9	Energia Natural Afluente na Bacia do Rio Tocantins. (p.u. de MWmed) [3]. . . . .	42
Figura 2.10	Evolução dos Intercâmbios das Interligações inter-regionais [2] . . . . .	43
Figura 3.11	Equivalente de Ward Estendido [4] . . . . .	48
Figura 3.12	Diagrama geoeletrico da região sul do Brasil [5]. . . . .	51
Figura 3.13	Sistema Equivalente . . . . .	54
Figura 4.14	Interpretação geométrica da solução de mínima norma Euclidiana [6] . . . . .	68
Figura 5.15	Sistema-teste IEEE 118 barras: 4 áreas interligadas. . . . .	74
Figura 5.16	Normas das soluções durante processo iterativo . . . . .	80
Figura 5.17	Varição de $\alpha$ no processo iterativo . . . . .	81
Figura 5.18	Desbalanços no processo iterativo . . . . .	81
Figura 5.19	Desbalanços no processo iterativo ( $\beta = 1$ ) . . . . .	82
Figura 5.20	Desbalanços no processo iterativo ( $\beta = 0$ ) . . . . .	82
Figura 5.21	Magnitude das tensões nas barras . . . . .	87
Figura 5.22	Desbalanços no processo iterativo - teste 1 . . . . .	89
Figura 5.23	Normas das soluções durante processo iterativo - teste 1 . . . . .	90
Figura 5.24	Magnitude das tensões nas barras . . . . .	91
Figura 5.25	Desbalanços no processo iterativo - teste 2 . . . . .	93
Figura 5.26	Normas das soluções durante processo iterativo - teste 2 . . . . .	94

Figura 5.27 Magnitude das tensões nas barras .....	97
Figura 5.28 Desbalanços no processo iterativo - teste 3.....	98
Figura 5.29 Normas das soluções durante processo iterativo - teste 3.....	98

## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 2.1	Extensão de linhas de transmissão (KM) [2] [1] . . . . .	30
Tabela 2.2	Matriz energético do sistema elétrico brasileiro [2] . . . . .	30
Tabela 3.1	Comparação entre os equipamentos do SIN e sistema proposto . . . . .	52
Tabela 3.2	Dados do sistema equivalente . . . . .	52
Tabela 3.3	Carga e geração do sistema equivalente . . . . .	53
Tabela 3.4	Interligações entre áreas . . . . .	55
Tabela 3.5	Usinas do sistema equivalente . . . . .	56
Tabela 5.1	Características sistemas teste IEEE-118 barras . . . . .	75
Tabela 5.2	Resultado do fluxo de potência das barras reguladoras - caso base . . . . .	76
Tabela 5.3	Fluxos nas interligações - caso base . . . . .	77
Tabela 5.4	Resultado do fluxo de potência das barras reguladoras	78
Tabela 5.5	Fluxos nas interligações . . . . .	79
Tabela 5.6	Influência da solução de espaço nulo considerando diferentes $\beta$ . . . . .	79
Tabela 5.7	Barras reguladoras sistemas equivalente . . . . .	83
Tabela 5.8	Resultado do fluxo de potência das barras reguladoras - caso base . . . . .	85
Tabela 5.9	Fluxos nas interligações - caso base . . . . .	86
Tabela 5.10	Carga e geração total - caso base . . . . .	86
Tabela 5.11	Intercâmbios entre áreas . . . . .	87
Tabela 5.12	Resultado do fluxo de potência das barras reguladoras - teste 1 . . . . .	88
Tabela 5.13	Carga ativa das áreas - teste 2 . . . . .	91
Tabela 5.14	Resultado do fluxo de potência das barras reguladoras - teste 2 . . . . .	92
Tabela 5.15	Carga ativa das áreas - teste 3 . . . . .	95
Tabela 5.16	Intercâmbios entre áreas - teste 3 . . . . .	95
Tabela 5.17	Resultado do fluxo de potência das barras reguladoras - teste 3 . . . . .	96



## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

- SIN** *Sistema Interligado Nacional*
- ONS** *Operador Nacional do Sistema Elétrico*
- IEEE** *Institute of Electrical and Electronics Engineers*
- CIA** Controle de Intercâmbio entre Áreas
- SE** Região Sudeste
- CE** Região Centro-Oeste
- S** Região Sul
- N** Região Norte
- NE** Região Nordeste
- CMO** Custo Marginal de Operação
- UHE** Usina Hidroelétrica
- CA** Corrente Alternada
- CC** Corrente Contínua
- ANAREDE** Programa de Análise de Redes
- SI** Sistema Interno
- SE** Sistema Externo
- PCH** Pequena Central Hidroelétrica
- FRS** Fluxo para o Rio Grande do Sul
- NERC** *North American Electric Reliability Corporation*



## SUMÁRIO

<b>1 Introdução</b> .....	23
1.1 Introdução .....	23
1.2 Objetivos .....	25
1.3 Estrutura do trabalho .....	25
<b>2 Sistema Elétrico Brasileiro</b> .....	27
2.1 Introdução .....	27
2.2 A evolução do Sistema Interligado Brasileiro .....	27
2.3 O Sistema Interligado Nacional .....	31
2.3.1 Metodologia para cálculo dos intercâmbios inter-regionais no SIN .....	33
2.3.2 Influências dos limites de intercâmbio no Brasil .....	35
2.3.3 Principais interligações inter-regionais no SIN .....	36
2.3.3.1 Interligação Sul/Sudeste .....	37
2.3.3.2 Interligação Sudeste/Nordeste .....	38
2.3.3.3 Interligação Norte/Nordeste .....	38
2.3.3.4 Interligação Norte/Sudeste (Norte/Sul) .....	39
2.3.4 Principais cenários energéticos do SIN .....	39
2.4 Conclusão .....	44
<b>3 Sistemas Elétricos Equivalentes</b> .....	45
3.1 Introdução .....	45
3.2 Fundamentos teóricos .....	45
3.3 Sistema equivalente .....	49
3.3.1 Áreas do sistema equivalente .....	52
3.4 Conclusão .....	53
<b>4 Fluxo de Potência com Restrições de Intercâmbio entre Áreas</b> ..	57
4.1 Introdução .....	57
4.2 Fluxo de potência convencional .....	57
4.3 Extensão do problema de fluxo de potência para incluir as restrições de intercâmbio .....	60
4.3.1 Método de solução .....	63
4.4 Metodologia proposta .....	65

4.5 Conclusão.....	70
<b>5 Estudo de Caso .....</b>	<b>73</b>
5.1 Introdução .....	73
5.2 Simulações com o sistema IEEE-118.....	73
5.3 Simulações com o sistema equivalente.....	83
5.3.1 Teste 1.....	84
5.3.2 Teste 2.....	90
5.3.3 Teste 3.....	94
5.4 Conclusão.....	95
<b>6 Conclusão .....</b>	<b>99</b>
6.1 Sugestões para trabalhos futuros .....	101
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>103</b>
<b>APÊNDICE A – Capacidade de transferência .....</b>	<b>109</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Introdução

Sistemas de energia elétrica de grande porte geralmente são divididos em áreas conectadas por linhas de transmissão, através das quais é realizada a transferência de potência. Durante a operação desses sistemas, o suprimento de determinados níveis de carga em certas regiões é dificultado pela limitação da capacidade de geração no interior da própria área e/ou por restrições de transmissão em determinados elos de interligação. Por esta razão, é necessário identificar os níveis de carregamento para os quais a solução das equações do fluxo de potência é compatível com as restrições de intercâmbio programado, desde que a rede elétrica se torna mais vulnerável na medida em que as restrições associadas à capacidade de transmissão de potência se tornam ativas. Os estudos do intercâmbio entre áreas são geralmente realizados visando a economia e/ou segurança do sistema de potência. Neste contexto, a capacidade de transmissão, a qual está diretamente relacionada à transferência da potência ao longo do sistema elétrico, tem merecido particular atenção, tanto no estágio de planejamento da operação das redes elétricas como na análise dos aspectos relativos ao mercado de energia elétrica [7].

No Brasil o Sistema Interligado Nacional (SIN) é operado de forma coordenada afim de aproveitar ao máximo as diversidades hidrológicas existentes entre as inúmeras bacias hidrográficas do extenso território. Para viabilizar a transferência de energia entre estas diferentes regiões, com a consequente otimização dos recursos energéticos existentes, são utilizadas as interligações regionais, tornando assim o sistema elétrico mais robusto e aumentando significativamente a confiabilidade no atendimento às cargas. A determinação dos limites de intercâmbio juntamente com os pontos de operação do SIN é realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), porém em algumas situações esta tarefa é realizada de forma manual, utilizando ferramentas de fluxo de potência convencional, consumindo um elevado tempo de estudo e esforço computacional.

Em geral, o estudo de transferência de potência requer a execução de três etapas fundamentais [8]: 1) a solução do fluxo de potência para um caso base; 2) a pré-especificação da direção de variação da carga e a identificação da área onde ela ocorre; e 3) a programação do intercâmbio. Os métodos existentes na literatura para o Controle de

Intercâmbio entre Áreas (CIA) baseiam-se geralmente em duas estratégias. A primeira consiste em alternar a aplicação de ajustes na geração de potência ativa com as soluções do fluxo de potência, até que o intercâmbio alcance o valor desejado. As relações de sensibilidade são utilizadas para estimar a correção da potência ativa gerada em cada área, nas barras previamente selecionadas para esta finalidade. Apesar desta técnica ser atrativa pela sua simplicidade, os ajustes na geração de potência ativa são calculados de forma indireta num processo de tentativa-erro, o que pode demandar um considerável esforço computacional, sem garantir a determinação as melhores soluções em termos do nível de potência gerada. A referência [9] aborda o problema do limite de intercâmbio de potência devido a restrições de estabilidade de tensão utilizando uma metodologia baseada na estratégia dos ajustes alternados e no fluxo de potência continuado. As restrições de intercâmbio de potência entre áreas, que enfocam basicamente a identificação de linhas de intercâmbio críticas, são tratadas à parte da formulação analítica do fluxo de potência continuado. Em resumo, busca-se o máximo fluxo de potência que pode ser estabelecido entre as áreas, sem causar problemas de estabilidade de tensão.

A segunda estratégia é baseada na inclusão das equações do Controle de Intercâmbio entre Áreas no conjunto de equações do fluxo de potência. Neste caso, a geração de potência ativa das barras selecionadas para compensar o desvio de intercâmbio é incluída no conjunto de variáveis a serem determinadas na solução das equações da rede elétrica em regime permanente. A formulação analítica proposta [10] aborda este problema sob o ponto de vista da resposta dos geradores a uma variação do fluxo de potência nas linhas de interligação. A potência de saída dos geradores dentro de uma certa área é regulada automaticamente, de modo a manter o intercâmbio estabelecido com as outras áreas dentro dos limites. O modelo de fluxo de potência proposto em [11], considera o erro estático de controle de área composto dos desvios de frequência em regime permanente e de fluxo de potência nas linhas de intercâmbio. Esses desvios são calculados explicitamente na solução das equações da rede elétrica em regime permanente e distribuídos entre as barras de geração que participam do controle secundário, segundo critérios baseados na capacidade de regulação dos geradores. Em [12], propõe-se o controle do fluxo de potência de intercâmbio baseado na utilização de múltiplas barras de folga em uma mesma área. Os incrementos de potência ativa gerada nas barras de folga de cada área são incluídos como variáveis adicionais no problema de fluxo de potência, e o Controle do Intercâmbio entre Áreas é representado ex-

plicitamente na formulação analítica. A geração de potência ativa de cada barra de folga depende do seu fator de participação no intercâmbio. A inclusão das equações do CIA no fluxo de potência continuado é proposta em [13]. Uma sequência de soluções do fluxo de potência desde um caso base até o ponto de carregamento máximo, considerando as restrições de intercâmbio entre áreas, é determinada. As equações do fluxo de potência são modificadas conforme sugerido em [12], considerando múltiplas barras de folga em uma mesma área. A principal desvantagem das metodologias baseadas na inclusão das equações de intercâmbio é o risco de inviabilidade na solução do fluxo de potência, por efeito de conflito entre as restrições de intercâmbio e a disponibilidade dos geradores selecionados para a compensação dos desbalanços no fluxo de potência.

## 1.2 Objetivos

O presente trabalho propõe uma abordagem para considerar o intercâmbio de potência entre áreas no problema de fluxo de potência. Segundo o ONS, os estudos de intercâmbio entre áreas são de suma importância para a operação do SIN, assim esta metodologia poderia ser utilizada como uma ferramenta computacional adicional nestes estudos.

As principais diferenças da metodologia proposta com relação aquelas existentes na literatura (particularmente [10, 12, 13]) são: 1) a formulação das equações da rede elétrica em regime permanente em coordenadas retangulares; 2) o uso de critérios alternativos para determinar a geração de potência ativa necessária para o ajuste do intercâmbio.

Testes com um sistema elétrico equivalente do SIN de 584 barras e com o sistema IEEE-118 barras ilustram as vantagens da metodologia proposta além das dificuldades encontradas.

## 1.3 Estrutura do trabalho

Este texto está organizado da forma descrita a seguir.

O Capítulo 2 apresenta os aspectos básicos do sistema elétrico brasileiro relevantes para os estudos de intercâmbio de energia, além de uma descrição das principais interligações e cenários energéticos. Alguns desses aspectos são usados como base para o cálculo de limites de intercâmbios no Sistema Interligado Nacional.

O Capítulo 3 apresenta os fundamentos analíticos usados na determinação da rede elétrica equivalente do SIN. O uso desta rede visa a obtenção de resultados que possam ser comparados com dados reais. Também é apresentada uma comparação entre o SIN e o sistema equivalente proposto.

O Capítulo 4 mostra a base teórica conceitual da modelagem analítica proposta, assim como os métodos numéricos utilizados nessa dissertação.

O Capítulo 5 apresenta os resultados obtidos a partir da metodologia proposta utilizando dois sistemas teste, além de apresentar uma comparação entre os resultados obtidos com o equivalente proposto e os dados reais do SIN.

O Capítulo 6 apresenta as principais conclusões da dissertação, assim como potenciais linhas para a extensão deste trabalho.

O Apêndice A apresenta as considerações feitas pelo NERC (North American Electric Reliability Corporation) sobre capacidade de transferência.

## **2 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO**

### **2.1 Introdução**

O sistema elétrico brasileiro, também denominado SIN (Sistema Interligado Nacional), é um sistema hidrotérmico de grande porte comparado aos sistemas elétricos mundiais. De predominância hidroelétrica e com múltiplos proprietários, o SIN atualmente é subdividido em quatro grandes subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Devido as grandes distâncias territoriais do Brasil e as diversidades entre os regimes das bacias hidrográficas, a interconexão entre os subsistemas por meio de uma malha de transmissão possibilita uma maior segurança na operação e um melhor aproveitamento dos recursos hidro energéticos. Desde 1998 cabe ao ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) a coordenação e o controle da operação das instalações de geração e transmissão do SIN de modo a garantir segurança, a continuidade, a qualidade e economia do suprimento de energia elétrica do Brasil.

### **2.2 A evolução do Sistema Interligado Brasileiro**

No Brasil os serviços de geração, distribuição e transmissão foram organizados na forma de sistemas isolados e independentes, atendendo aos maiores centros urbanos. No início do século XX, a Região Sudeste, mais urbanizada e industrializada, foi beneficiada pela abundância de potenciais hidráulicos situados perto de suas principais cidades. Na Região Sul, o aproveitamento das fontes hidráulicas foi complementado por térmicas abastecidas pelo carvão local. Por outro lado, as regiões Norte e Nordeste eram supridas por termelétricas movidas a óleo [1].

No ano de 1925, visando resolver uma crise no suprimento de energia elétrica na cidade de São Paulo, devido ao crescente desenvolvimento industrial combinado com uma severa estiagem, a empresa responsável pelo atendimento de energia elétrica realizou a primeira experiência de interligação de sistemas no Brasil. Isto possibilitou a cidade de São Paulo receber “sobras” de energia da região de Santos através de uma linha de transmissão.

A primeira interligação com sistemas elétricos de frequências diferentes no Brasil ocorreu em 1930 no estado do Rio de Janeiro. A interligação do sistema que atendia a cidade do Rio de Janeiro em 50

Hz com o sistema que atendia Niterói, Petrópolis e outras cidades fluminenses em 60 Hz exigiu a construção de uma subestação conversora que foi equipada com duas unidades de 3 MW. As transferências de energia eram controladas à distância, por meio de sinais enviados por linha telefônica [1].

Em 1947 através de uma linha de transmissão em 230 kV ocorreu a primeira interligação elétrica entre dois estados, São Paulo e Rio de Janeiro. A operação coordenada e integrada de sistemas interligados começou a ganhar destaque no Brasil na década de 60. Nesta época, verificou-se uma modificação profunda na estrutura do setor elétrico brasileiro com a valorização do potencial hidrelétrico, o uso de geração térmica complementar e a integração de diversos sistemas através de extensas linhas de transmissão.

A primeira interligação de grande porte do Brasil foi constituída em função da entrada em operação da hidrelétrica Furnas, construída no rio Grande (Minas Gerais), envolvendo os maiores centros urbanos e industriais do país: São Paulo, Rio de Janeiro e Belo Horizonte. A entrada em operação de Furnas em 1963 foi o passo inicial para a formação do sistema interligado brasileiro, inicialmente chamado Sistema Interligado da região Centro-Sul, e mais tarde designado Sistema Interligado Sudeste/Centro-Oeste [1].

Com a evolução dos sistemas de energia elétrica das demais regiões, outras áreas foram sendo incorporadas ao Sistema Interligado. No ano de 1969 entrou em operação a LT 230 kV Xavantes – Figueira, que propiciou a interligação entre as regiões Sul e Sudeste, porém sem a interligação com o estado do Rio Grande do Sul, que veio a ocorrer em 1971.

A conexão tardia do RS ao Sistema Interligado foi devido principalmente à diferença de frequências em relação aos outros sistemas (O processo de conversão para 60 Hz só foi finalizado em 1980). Destaca-se que mesmo antes de se interligar ao restante do sistema brasileiro, foram construídas nas cidades do sul do Rio Grande do Sul as primeiras conexões elétricas internacionais do país, interligando assim o Brasil ao Uruguai.

Em 1981, entrou em operação a primeira interligação em 500 kV entre as regiões Norte e Nordeste. Isto permitiu o suprimento à região de Belém através das usinas da bacia do São Francisco (região Nordeste). Em 1984, entraram em operação as usinas hidroelétricas de Tucuruí (região Norte) e Itaipu Binacional (região Sul) que são as duas maiores usinas do sistema interligado nacional até o momento. A entrada em operação da linha de transmissão em 500 kV entre as SE

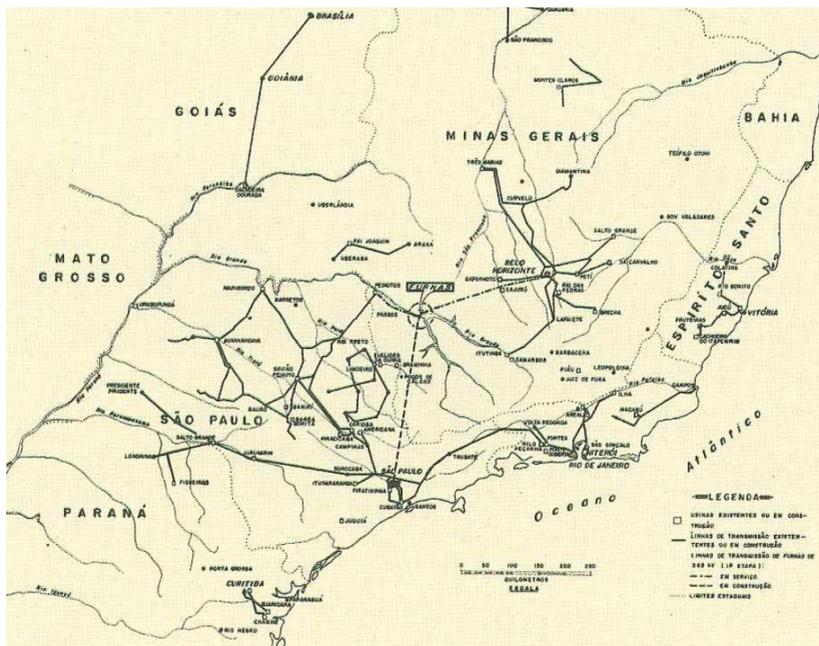


Figura 2.1 – Sistema de transmissão de Furnas, 1960 [1]

Imperatriz e SE Serra da Mesa em 1999 caracterizou a primeira interligação dos grandes subsistemas, e conectou as regiões Norte-Nordeste e Sul-Sudeste-Centro-Oeste.

A Tabela 2.1 apresenta a extensão das linhas de transmissão do sistema interligado brasileiro, considerando-se somente as linhas de transmissão da rede básica. Na Tabela 2.2 é apresentada uma comparação da matriz energética no ano de 2014 com o previsto para 2019.

Tabela 2.1 – Extensão de linhas de transmissão (KM) [2] [1]

<b>Tensão</b>	<b>Janeiro 1974</b>	<b>Dezembro 2015</b>
230 kV	9.477	53.910,3
345 kV	3.603	10.303,2
440 kV	2.430	6.733,3
500 kV	-	42.622,1
600 kV CC	-	12.816,0
750 kV	-	2.683,0
<b>Total</b>	<b>33.852</b>	<b>129.067,9</b>

Tabela 2.2 – Matriz energético do sistema elétrico brasileiro [2]

<b>Tipo</b>	<b>2014</b>		<b>2019</b>		<b>Cresc. 2014-2019</b>	
	<b>MW</b>	<b>%</b>	<b>MW</b>	<b>%</b>	<b>MW</b>	<b>%</b>
Hidráulica	94.375	73,7	113.086	68	18.711	19,8
Nuclear	1.990	1,6	3.395	2	1.405	70,6
Gás / GNL	11.625	9,1	15.477	9,3	3.852	33,1
Carvão	3.210	2,5	3.550	2,1	340	10,6
Biomassa	6.428	5	7.969	4,8	1.541	24
Biomassa com CVU	1.021	0,8	1.649	1	628	61,5
Óleo / Diesel	4.628	3,6	4.731	2,8	103	2,2
Eólica	4.759	3,7	15.567	9,4	10.808	227,1
Solar	8	0	898	0,5	890	-
<b>Total</b>	<b>128.044</b>	<b>100</b>	<b>166.322</b>	<b>100</b>	<b>38.853</b>	<b>30</b>

Na Tabela 2.2 podemos observar que o parque gerador brasileiro, apesar de ainda majoritariamente hidroelétrico, vem passando por uma transformação, com o aumento principalmente da matriz eólica. Destaca-se também que as novas hidrelétricas previstas até 2019 são do tipo fio d'água, diminuindo assim a capacidade de regularização

do SIN. O que implica em maior utilização dos recursos de ajuste de intercâmbios entre áreas.

### **2.3 O Sistema Interligado Nacional**

Atualmente o Sistema Interligado Nacional - SIN é subdividido em quatro grandes subsistemas, quais sejam:

- Subsistema Sudeste/Centro-Oeste(SE/CE) - abrange as regiões Sudeste e Centro-Oeste do país, com a exceção do estado do Mato Grosso do Sul.
- Subsistema Sul (S) - abrange a região Sul do país, além do estado do Mato Grosso do Sul
- Subsistema Nordeste (NE) - abrange a região Nordeste do país, com a exceção do estado do Maranhão.
- Subsistema Norte (N) - abrange parte dos estados do Pará, Tocantins, e Maranhão.

Estes subsistemas operam interligados entre si, a fim de propiciar a integração inter-regional, conectando as diversas regiões geográficas do país e possibilitando a troca de energia entre elas. Isto torna o sistema elétrico mais robusto e aumenta significadamente a confiabilidade no atendimento as cargas. Essa operação permite também aproveitar de forma ótima, os recursos energéticos existentes no país a partir da exploração da complementaridade dos regimes hidrológicos das diversas bacias do SIN.

As atividades de coordenação e controle da operação, da geração e da transmissão de energia elétrica do SIN são de responsabilidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. A operação centralizada do SIN tem como objetivo garantir o suprimento de energia elétrica de modo contínuo, seguro e econômico para o Brasil. Para isso, o ONS busca o ótimo sistêmico, compatibilizando a otimização energética, a segurança elétrica e a continuidade do suprimento energético [2].

Cabe ao ONS avaliar o desempenho da operação elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) em diferentes horizontes (quinquenal, anual, quadrimestral e mensal), levando-se em consideração a expansão do sistema de transmissão e/ou geração, a evolução da sua carga, os cronogramas de manutenção de unidades geradoras e a política energética prevista para o período. Neste estudo são determinadas estratégias de

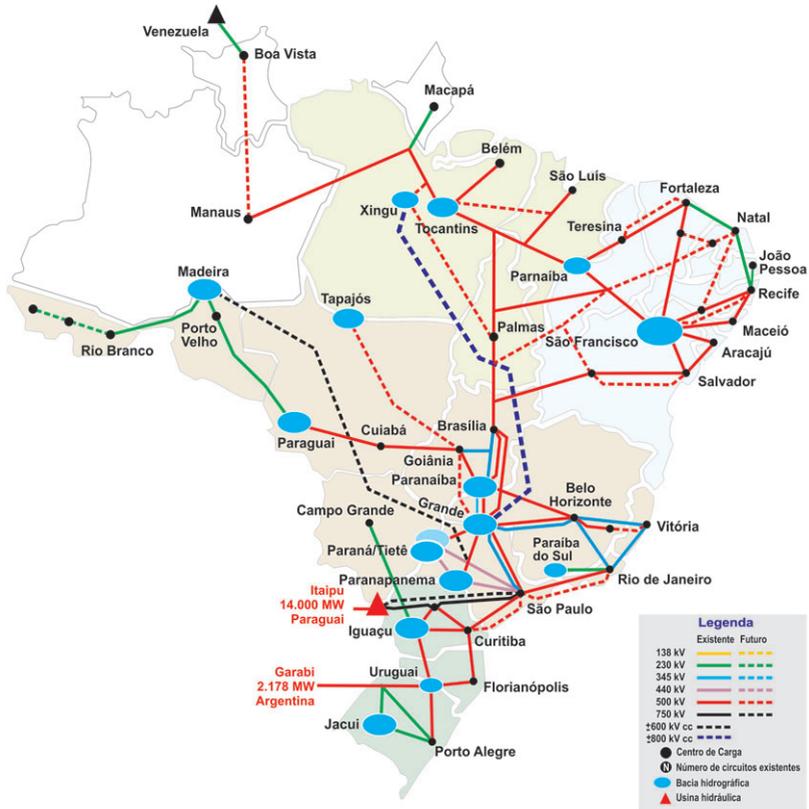


Figura 2.2 – Interligações entre as bacias hidrográficas brasileiras [2]

operação tanto em condições normais, nos períodos de carga pesada, média, leve e mínima quanto em situações de contingências simples nos principais pontos do sistema de transmissão. Isto tem como objetivo garantir condições de tensão e carregamento nos equipamentos do sistema. Em condições normais de operação o SIN deve operar sem violações de tensão e carregamento e suportar qualquer contingência simples (N-1) ou múltipla de acordo com as definições dos estudos elétricos da operação, sem violação das tensões (tensões entre 0,95 e 1,05 p.u.) e carregamentos admissíveis nesta situação.

Nas avaliações de contingências são definidas as medidas operativas necessárias para levar o sistema a atender os requisitos de tensão e carregamento associados à nova situação (emergência), não existindo o compromisso de atender uma nova contingência no sistema (N-2) a não ser em situações específicas. Nestes estudos, são definidos os limites de transmissão entre regiões e os limites de suprimento às áreas específicas [3].

Os estudos para determinação dos limites buscam definir as máximas transferências de energia entre os subsistemas, através da análise de regime permanente e desempenho dinâmico das interligações, segundo critérios que garantam a operação do SIN com segurança. Estes limites influenciam tanto o planejamento elétrico como o planejamento energético da operação do SIN.

A seguir serão apresentadas a metodologia utilizada atualmente pelo ONS para o cálculo dos limites de intercâmbio, a influência destes limites no planejamento da operação, além de uma descrição dos principais intercâmbios inter-regionais no SIN.

### **2.3.1 Metodologia para cálculo dos intercâmbios inter-regionais no SIN**

A metodologia utilizada pelo ONS para o cálculo de limites de intercâmbio, transcrita de [3] é apresentada a seguir:

*Nos estudos para determinação dos limites de intercâmbios inter-regionais, procura-se maximizar as trocas de energia entre os subsistemas envolvidos, levando em conta a manutenção dos níveis de segurança e as restrições de equipamentos.*

*No cálculo dos limites são considerados cenários energéticos caracterizados a partir da diversidade hidrológica entre as bacias hidrográficas. Para cada cenário energético os*

*intercâmbios entre os subsistemas são aumentados até que alguma violação no sistema seja encontrada, podendo essa violação ser de regime permanente ou dinâmico. Para isso, são realizadas avaliações do desempenho dinâmico das interligações, onde é verificado o comportamento dos seguintes parâmetros de avaliação: tensão, frequência e estabilidade eletromecânica, na contingência de elementos da rede que tenham impacto significativo para a segurança operativa do SIN.*

*Em seguida, verifica-se a capacidade de transmissão entre os subsistemas em regime permanente, sob o ponto de vista do atendimento aos requisitos mínimos de tensão e de capacidade de carregamento dos equipamentos. Nessa análise são verificados os equipamentos que compõem as interligações e os equipamentos internos a cada região cuja tensão ou carregamento são diretamente influenciados pelos intercâmbios regionais e podem, conseqüentemente, limitá-los.*

*As análises de regime permanente verificam o comportamento dos seguintes parâmetros de avaliação: tensão e carregamento, tanto com a rede completa quanto na contingência de algum equipamento do sistema regional de transmissão. São simuladas contingências simples de equipamentos das interligações e da malha interna aos subsistemas regionais que possam ter influência nos limites calculados.*

*De posse dos resultados é possível identificar a necessidade de ações operativas e/ou da indicação de reforços nos subsistemas regionais com a finalidade de mitigar eventuais restrições locais.*

Destaca-se que a maximização das trocas de energia entre subsistemas, em diversos estudos, ainda é realizada utilizando um modelo de fluxo de potência convencional. Em outras palavras, esta análise contempla os ajustes de regime permanente, a qual consiste em um procedimento manual, onde a partir de um caso base são realizados aumentos na potência transferida entre as áreas de interesse até que ocorra alguma violação de critério (limite de fluxo em linha de transmissão, magnitudes de tensões, colapso de tensão). Para cada aumento de intercâmbio, o qual é realizado aumentando a geração na área exportadora e reduzindo na área importadora, é efetuando um ajuste nas tensões de todo sistema com o objetivo de facilitar a convergência do processo, avaliando assim a viabilidade do caso em regime permanente. Este é um dos procedimentos que mais consomem tempo do especialista

de planejamento de redes elétricas.

Metodologias mais diretas utilizando técnicas de otimização são encontradas na literatura. Por exemplo, em [14] e [15] é proposta uma metodologia para esta finalidade utilizando o modelo de fluxo de potência ótimo e a ferramenta computacional FLUPOT.

Além da metodologia utilizada pelo operador brasileiro, referências de outros operadores são encontrados na literatura. No Apêndice A, podem ser observadas algumas considerações utilizadas pelo NERC (North American Electric Reliability Corporation) nos estudos de intercâmbio entre áreas.

### 2.3.2 Influências dos limites de intercâmbio no Brasil

Os limites de intercâmbio de potência ativa influenciam tanto no planejamento elétrico quanto no planejamento energético da operação do sistema brasileiro.

Os estudos de Planejamento da Operação Energética consideram os limites de intercâmbio como dados de entrada, e podem representar restrições ativas na modelagem energética do sistema.

Devido à predominância hidroelétrica no sistema elétrico brasileiro, são realizados estudos de carácter energético considerando o histórico de vazões, as previsões de vazões das bacias do SIN e também os dados de previsão de carga e demanda de energia. Estes estudos tem o objetivo de garantir o atendimento ao mercado de energia do SIN.

Nos estudos energéticos o SIN é modelado considerando quatro subsistemas. Para cada subsistema são calculados os Custos Marginais de Operação (CMO), que representam o custo adicional para cada subsistema produzir 1 MW a mais.

Baseando-se no valor do CMO de cada sub-região, é determinada a diretriz de operação e a política de intercâmbio, priorizando a sub-região com o menor CMO como região exportadora, e com o maior CMO como região importadora de energia.

Nos estudos de Planejamento Elétrico da Operação os limites de intercâmbio possuem diferentes significados dependendo da área de interesse.

Nos estudos de longo prazo (PAR, PEL) estes valores têm influência direta, indicando a necessidade de eventuais reforços ou ampliações na rede, para possibilitar valores maiores de transferência, assim como também o atendimento a novas demandas do SIN.

Nos estudos de curto prazo (Quadrimestral e Mensal) são deter-

minados os procedimentos para uma operação segura considerando os limites de intercâmbios previamente calculados.

### 2.3.3 Principais interligações inter-regionais no SIN

O SIN possui tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, cobrindo dois terços do território nacional (5 milhões de  $km^2$ ) estendendo-se do Pará ao Rio Grande de Sul.

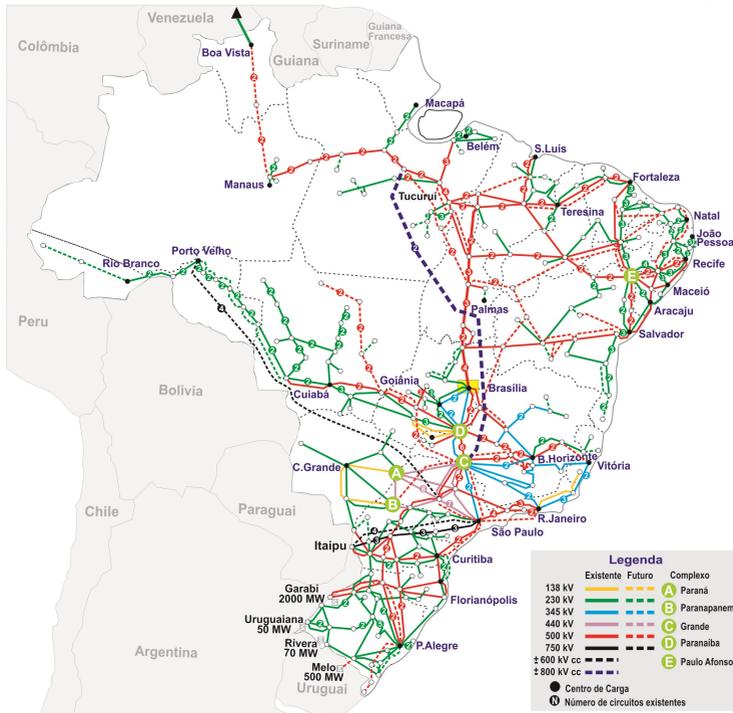


Figura 2.3 – Sistema Interligado Nacional - SIN [2]

Nos estudos de planejamento são consideradas as quatro interligações no SIN apresentadas a seguir.

### 2.3.3.1 Interligação Sul/Sudeste

A interligação entre as regiões Sul e Sudeste é atualmente constituída por quatro circuitos em 500 kV, três transformadores de 1650 MVA, 765/500 kV de Ivaiporã, além de redes de menor capacidade que conectam o estado de São Paulo e Mato Grosso do Sul ao estado do Paraná em 230 kV, 138 kV e 88 kV [3]. A Figura 2.4, apresenta a localização geográfica dos equipamentos da interligação Sul/Sudeste.



Figura 2.4 – Interligação Sul/Sudeste [3]

Segundo [3], apesar do forte acoplamento existente entre os sistemas dessas duas regiões, não se pode desconsiderar o fato de que existe uma malha interna aos subsistemas, tanto na região Sudeste, quanto na região Sul, que tem o seu desempenho elétrico expressivamente influenciado pelos cenários de despacho de geração e intercâmbios praticados. Isto quer dizer que o desempenho elétrico das redes internas aos subsistemas poderá limitar a transferência de potência entre as regiões Sul e Sudeste, em ambos os sentidos, a valores inferiores ao da capacidade de transferência da interligação.



Piauí. Esta interligação pode ser visualizada na Figura 2.5.

#### 2.3.3.4 Interligação Norte/Sudeste (Norte/Sul)

A interligação Norte-Sudeste, também denominada Norte-Sul é constituída por um sistema de transmissão composto por três circuitos em 500 kV entre o Maranhão e o estado de Goiás, passando por Tocantins, conforme a Figura 2.5. Nesta interligação podemos destacar dois pontos de maior importância, a subestação de Imperatriz, no estado do Maranhão e a subestação de Serra da Mesa, no estado de Goiás. Segundo [3] esta é a interligação que mais será alterada nos próximos anos, com a entrada do Bipolo entre a SE Xingu, na região Norte, e a SE Estreito na região Sudeste. Com a UHE Belo Monte conectada à SE Xingu, a representação energética pode ser feita com a usina separada e conectada a um novo nó de Xingu onde os Bipolos estabelecem uma ligação direta do nó de Xingu para a região Sudeste em um caminho paralelo aos três circuitos em 500 kV da atual Norte/Sul.

#### 2.3.4 Principais cenários energéticos do SIN

Conforme já mencionado, além das interligações físicas, para determinar os limites de intercâmbio entre áreas é necessário analisar diferentes cenários energéticos. A título de informação a seguir serão apresentados os principais cenários energéticos analisados nos estudos do sistema brasileiro considerando as interligações descritas na seção 2.3.3.

##### 1. *Sul Exportador*

Este cenário ocorre principalmente no segundo semestre do ano, quando as afluições das bacias da região Sul do Brasil são elevadas. Neste período ocorre a estação seca na região Norte. Com este cenário é determinado o FSUL (Fornecimento pela região Sul) que é o valor limite de intercâmbio da região Sul para a região Sudeste e também o RSE (Recebimento pela região Sudeste), que é o valor limite de recebimento de potência ativa pela região Sudeste (FSUL mais a geração da UHE Itaipu).

##### 2. *Sudeste Exportador para o Sul*

O cenário sudeste exportador para o sul ocorre com maior probabilidade no primeiro semestre durante o período seco na região

Sul e o período úmido nas regiões Sudeste e Norte. Na Figura 2.6 pode ser visualizada a energia natural afluyente das regiões Sul e Sudeste, comprovando assim a diferença hidrológica entre as duas regiões.

Com este cenário é determinado o RSUL (Recebimento pela região Sul) que é o valor máximo de intercâmbio de energia da região sudeste para a região sul.

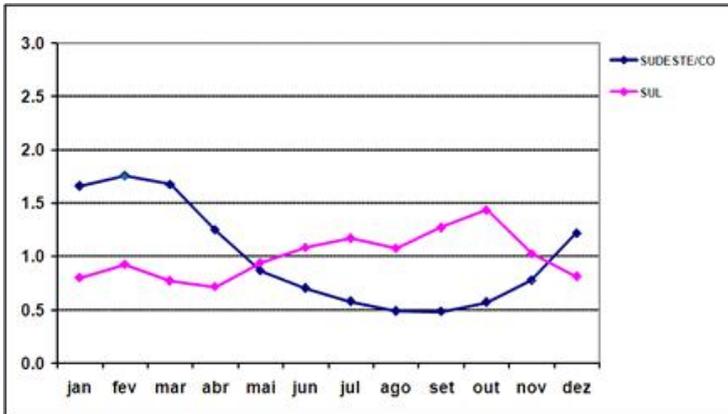


Figura 2.6 – Energia Natural Afluyente das Regiões Sul e Sudeste (p.u. de MWmed) [3]

A Figura 2.7 apresenta os valores em MW médios de intercâmbio entre as regiões Sul e Sudeste ocorridos entre os meses de janeiro a junho de 2017 .

### 3. Norte Exportador

O cenário Norte Exportador representa o período úmido da região Norte. Ele ocorre no primeiro semestre do ano e é caracterizado pela alta aflüência na bacia do rio Tocantins. A Figura 2.8 apresenta o intercâmbio com a região Norte no ano de 2016.

Este cenário é utilizado com duas ênfases diferentes: 1) priorizando a exportação para a região Nordeste, onde é determinado o máximo RNE (Recebimento da Região Nordeste), e 2) priorizando a exportação para a região Sudeste e assim determinando o máximo FNS (Fluxo na interligação Norte-Sul).

### 4. Sudeste Exportador para o Norte-Nordeste

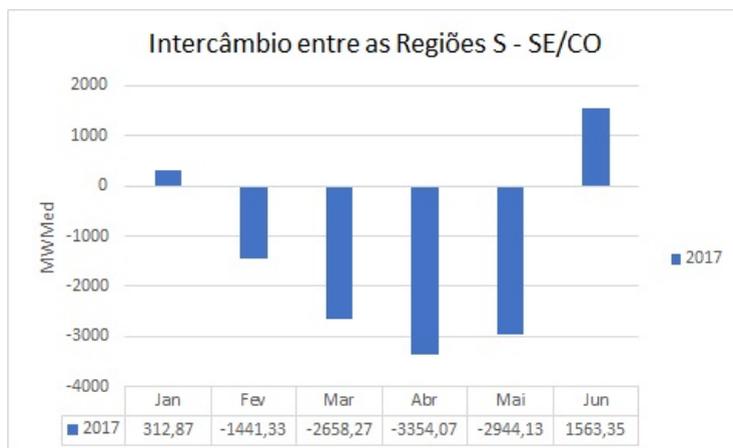


Figura 2.7 – Intercâmbio entre as regiões S - SE/CO (MWmedio) [2]



Figura 2.8 – Exportação região norte [2]

Este cenário ocorre devido ao período seco na região Norte e Nordeste. Ele é verificado no segundo semestre do ano e é caracterizado pela baixa afluência nas bacias dos rios Tocantins e Xingu. Na Figura 2.9 pode ser verificada a grande diferença na energia natural afluyente da bacia do Tocantins entre o primeiro e segundo semestre do ano.

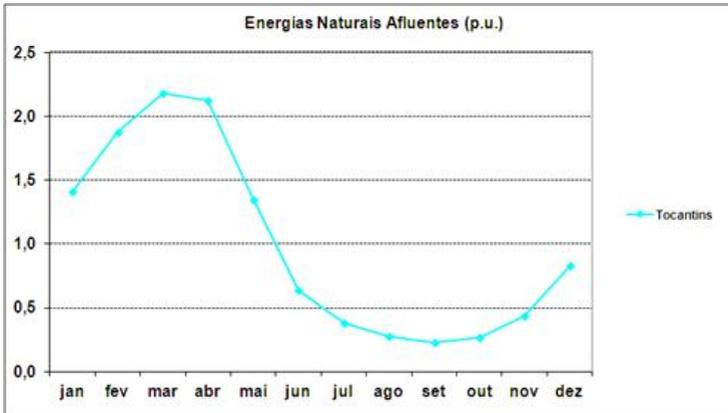


Figura 2.9 – Energia Natural Afluyente na Bacia do Rio Tocantins. (p.u. de MWmed) [3]

Este cenário é utilizado para determinar três limites de intercâmbio: a máxima exportação do Sudeste com ênfase para o Norte, a máxima exportação do Sudeste com ênfase para o Nordeste e a exportação do Sudeste com ênfase para o Nordeste, sem contribuição do Norte.

##### 5. Nordeste Exportador

Este cenário possui a finalidade de determinar a máxima exportação da região Nordeste. Ele apresenta uma baixa frequência de ocorrência, porém o valor de intercâmbio precisa ser determinado. A sua viabilidade está condicionada à disponibilidade de geração da região Nordeste principalmente no rio São Francisco. Atualmente a grande oferta de geração eólica na região Nordeste tem contribuído para determinar o cenário nordeste exportador.

##### 6. Cenários de Geração das Usinas dos Rios Madeira e Teles Pires

Segundo [3] as usinas dos rios Madeira e Teles Pires seguem o regime hidrológico da região Norte, que é caracterizada por elevadas

afluências no primeiro semestre e pela redução dessa afluência no segundo semestre. Apesar deste cenário não ser utilizado para determinar limites de intercâmbio (a geração é escoada através de bipolos de corrente contínua), como estas usinas são a fio d'água, elas serão despachadas quando houver disponibilidade de água, provocando uma simultaneidade com o cenário de máxima exportação do Norte.

A Figura 2.10 apresenta a evolução dos intercâmbios das interligações inter-regionais em MW médios nos anos de 2016 e 2017.

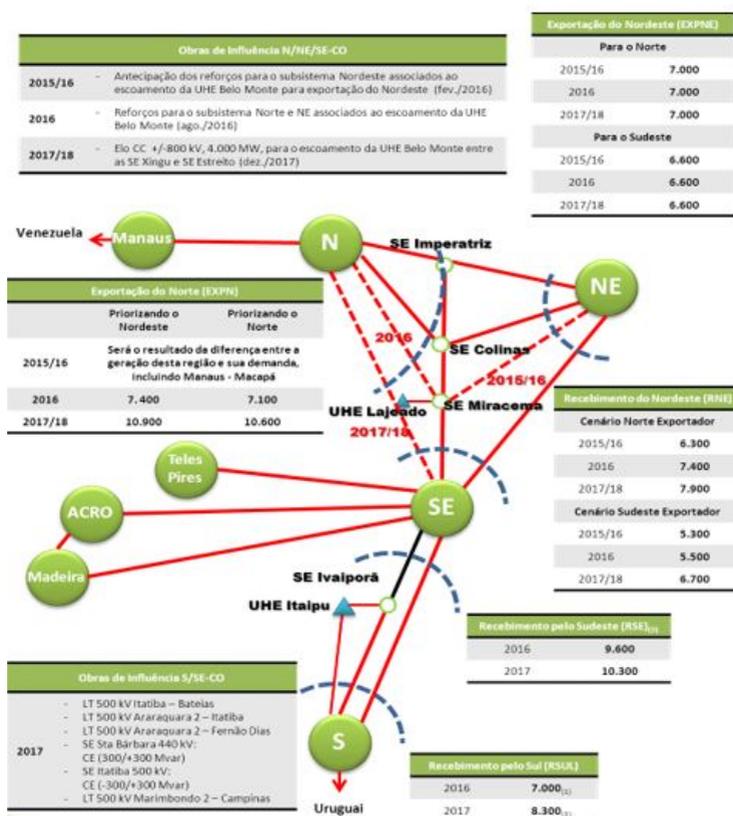


Figura 2.10 – Evolução dos Intercâmbios das Interligações inter-regionais [2]

## **2.4 Conclusão**

Este capítulo apresentou uma descrição do sistema elétrico brasileiro, juntamente com os principais aspectos das interligações entre áreas e cenários energéticos considerados nos estudos realizados pelo operador brasileiro. Também foi apresentada a metodologia adotada pelo ONS para o cálculo de limite de intercâmbio entre áreas.

Isto enfatiza a importância dos estudos de intercâmbio entre áreas para a operação do SIN. Nos estudos de planejamento elétrico o valor do limite de intercâmbio influencia diretamente as ampliações e reforços da rede. Na operação, este valor serve como referência para determinar procedimentos específicos, e assim melhorar a segurança do sistema, através da garantia de que os intercâmbios de energia não geram sobrecarga, danos em equipamentos ou graves falhas do suprimento.

### **3 SISTEMAS ELÉTRICOS EQUIVALENTES**

#### **3.1 Introdução**

A rede equivalente de um sistema elétrico é a modelagem matemática de partes desse sistema através de componentes que consistem basicamente de impedâncias e/ou fontes que reproduzem o comportamento do mesmo em estudos de regime permanente.

Neste trabalho, visando avaliar a solução do problema de fluxo de potência com restrições de intercâmbio foi desenvolvido um sistema equivalente do SIN. Para esta finalidade foi utilizado o Programa de Análises de Redes - ANAREDE do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL [16].

O texto a seguir sumariza a base teórica para a determinação da rede equivalente e apresenta um resumo dos dados numéricos da mesma.

#### **3.2 Fundamentos teóricos**

O ANAREDE é composto dos seguintes programas: fluxo de potência, equivalente de redes, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão, redespacho de potência ativa e fluxo de potência continuado [16]. Para determinar o sistema equivalente, foram utilizados os programas de fluxo de potência e de equivalentes de redes.

O Programa de Equivalente de Redes tem como finalidade a determinação de um modelo reduzido de fluxo de potência que represente com precisão adequada o comportamento ou resposta do sistema externo quando o sistema interno é submetido a determinados tipos de impacto [16].

No ANAREDE, a rede CA de um sistema elétrico é dividida em duas regiões: externa e interna. O sistema interno é determinado pelas barras de interesse nos estudos a serem realizados. O sistema externo é composto de barras que não necessitam ser representadas para determinado estudo, ou barras que necessitam ser retidas para preservação da esparsidade do modelo reduzido, precisão do modelo equivalente e características do estudo a ser realizado.

O programa ANAREDE permite determinar o equivalente de um sistema elétrico utilizando dois métodos:

- Método de Ward Estendido;
- Método de Injeção Constante de Potência.

Neste trabalho, foi utilizado o Método de Ward Estendido, no qual o modelo reduzido é composto de circuitos série equivalentes, injeções equivalentes de potências, shunts equivalentes e fatores de participação equivalentes de geração.

A rede a ser equivalentada é dividida em sistema interno (SI), sistema externo (SE) e as barras de fronteira. O SI refere-se a parte da rede que será monitorada, ou seja, a parte da rede que será considerada no estudo, o SE inclui a parte da rede que não será monitorada e que será eliminada para gerar a rede equivalente. As barras de fronteiras são as barras que interconectam o sistema externo ao sistema interno e são retidas no sistema equivalente.

#### 1. *Equivalente de Ward: modelo não-linear*

O método de Ward não-linear considera que as cargas e geradores de um sistema são representados por injeções de potência constante. A obtenção do equivalente é realizado em duas etapas: primeiro é determinada a rede equivalente e posteriormente as injeções equivalentes nas barras de fronteira.

Segundo [17], as injeções equivalentes na fronteira são utilizadas para acoplar o sistema equivalente ao sistema de interesse garantindo que o sistema interno e fronteira não sejam afetados com a substituição do sistema externo por um equivalente.

A rede equivalente é calculada utilizando a formulação nodal das equações da rede elétrica utilizando o sistema interno (SI), sistema externo (SE) e as barras de fronteira. A matriz admitância reduzida é :

$$Y^{Eq} = \begin{bmatrix} Y_{FF}^{Eq} & Y_{FI} \\ Y_{IF} & Y_{II} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

onde,  $Y_{FF}^{Eq}$  é a matriz de admitância nodal equivalente das barras de fronteira,  $Y_{II}$  é a matriz de admitância nodal das barras do sistema interno e  $Y_{FI}$  e  $Y_{IF}$  são as matrizes de admitância nodal das interligações entre a fronteira e o sistema interno.

Neste método, as injeções equivalentes nas barras de fronteira são determinadas por:

$$\begin{aligned}
P_k^{Eq} &= V_k^0 \sum_{l \in \Omega_k} (G_{kl}^{Eq} \cos \delta_{kl} + B_{kl}^{Eq} \sin \delta_{kl}) V_l^0 \\
Q_k^{Eq} &= V_k^0 \sum_{l \in \Omega_k} (G_{kl}^{Eq} \sin \delta_{kl} - B_{kl}^{Eq} \cos \delta_{kl}) V_l^0
\end{aligned} \tag{3.2}$$

onde,  $G_{kl}^{Eq} + jB_{kl}^{Eq}$  é o elemento  $(k,l)$  da matriz admitância reduzida,  $\delta_{kl} = \delta_k - \delta_l$ ,  $V_k^0 \angle \delta_k$  e  $V_l^0 \angle \delta_l$  são as tensões nas barras  $k$  e  $l$ , e  $\Omega_k$  é o conjunto de barras adjacentes às barras de fronteira [4].

## 2. Equivalente de Ward Estendido

O método de Equivalente de Ward Estendido é uma extensão do método não linear do equivalente de Ward acrescido de um dispositivo de ajuste das injeções de potência reativa das barras de fronteira, que tem como objetivo representar as variações das barras PV externas eliminadas durante o processo de redução [17].

A versão do Equivalente de Ward Estendido utilizado pelo ANA-REDE considera ramos em derivação para a terra conectados às barras de fronteira para realizar o ajuste de potência reativa. Segundo [4] a admitância do ramo de calibração é igual a  $j\hat{B}_k/2$ . A Figura 3.11 (transcrita da referência [4]) representa o Equivalente de Ward Estendido.

Assim, a variação de injeção de potência reativa  $Q$  na barra  $k$  por efeito de uma variação de tensão é dada por:

$$\Delta Q_k = V_k \hat{B}_k \delta V_k \tag{3.3}$$

onde:

$$\hat{B}_k = \sum_l (B''_{red})_{kl} \tag{3.4}$$

sendo  $B''_{red}$ , a matriz  $B''$  do sistema externo até a fronteira.

A formulação completa do Equivalente de Ward Estendido é apresentado em [17] e [4].

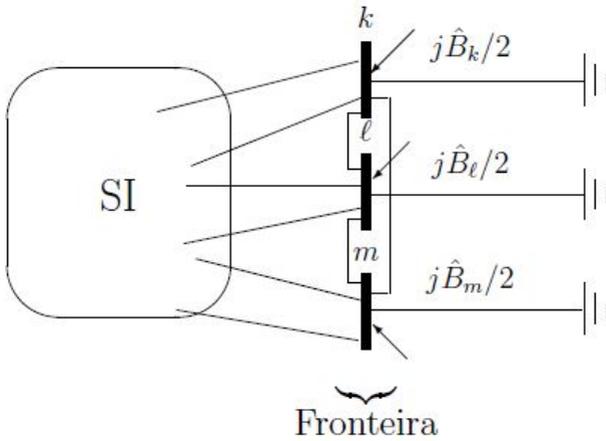


Figura 3.11 – Equivalente de Ward Estendido [4]

Segundo [16], a seguinte metodologia é adotada para a determinação do modelo reduzido de fluxo de potência no ANAREDE:

*Os circuitos série equivalentes são determinados pela redução da matriz de admitância relativa às barras externas, retidas e fronteiras, sem considerar os elementos shunts existentes no sistema externo. Nesta matriz as barras externas são eliminadas e os circuitos equivalentes são obtidos diretamente da matriz reduzida resultante. Um valor limite de impedância pode ser especificado para remover, após o processo de redução, os circuitos equivalentes com valor de impedância superior a este limite.*

*Os shunts equivalentes são obtidos de forma análoga à obtenção dos circuitos equivalentes. A matriz de admitância de barras considerada neste cálculo inclui os elementos shunt e barras externas de magnitude de tensão controlada aterradas. Os shunts obtidos têm como finalidade a modelagem da resposta incremental de potência reativa a impactos simulados no sistema interno.*

*No procedimento de obtenção dos circuitos e shunts equivalentes, as barras externas são ordenadas pelo esquema de ordenação dinâmica Tinney 2, de modo a preservar a esparsidade durante o processo de fatoração.*

*Após os cálculos dos elementos equivalentes da rede, é*

*executada uma solução de fluxo de potência CA com as barras fronteiras e retidas ou somente as barras fronteiras designadas como barras de referência, para a determinação das injeções equivalentes de potência. Este procedimento, denominado ajuste do sistema equivalente ao sistema interno, tem como finalidade manter o estado (magnitude e ângulo de fase da tensão) das barras internas, fronteiras e retidas, ou somente das barras internas e fronteiras. A obtenção da solução de fluxo de potência é efetuada suprimindo-se todas as opções relativas aos controles automáticos representados nos elementos retidos do sistema externo.*

*Para a determinação da resposta de potência ativa do sistema externo a impactos simulados no sistema interno são calculados fatores de participação equivalentes nas barras fronteiras e retidas. Estes fatores são resultantes da eliminação de barras externas de geração e são obtidos a partir dos fatores de participação de geração destas barras empregando-se os fatores da matriz de admitâncias utilizada para o cálculo dos circuitos série equivalentes.*

### 3.3 Sistema equivalente

Utilizando o Método de Ward Estendido descrito anteriormente, foi determinado um sistema equivalente do SIN contendo barras que representam os três estados do Sul do Brasil (Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul). A proposta deste sistema tem como objetivo avaliar o intercâmbio entre os estados.

A escolha de um equivalente contendo apenas a região Sul do Brasil foi devido a esta região não possuir bipolos de Corrente Contínua e equipamentos FACTS, facilitando assim a sua modelagem no programa computacional Matlab. Esta região também foi escolhida porque atualmente no SIN a maximização de intercâmbio para o estado do Rio Grande do Sul é limitada devido a um problema de regime permanente (subtensão).

Para determinar o “Sistema equivalente Sul” o procedimento a seguir foi utilizado.

- Escolha de um caso de fluxo de potência do SIN convergido. O caso utilizado como base para o equivalente representa um período de carga média com configuração do mês de agosto de 2017

(Caso 2Q2017 disponível em [2]).

- Definição dos sistemas interno e externo.
- Definição das barras de fronteira do sistema. As barras dos circuitos que interligam os sub-sistemas Sul e Sudeste presente na região Sul, foram determinadas como a fronteira do sistema equivalente.

Determinado o ponto de partida para o equivalente, os seguintes passos foram realizados.

1. Eliminação de todos os bipolos de CC do SIN (Bipolo do Madeira e Itaipu 50 Hz), criando injeções equivalentes;
2. Eliminação das conversoras de frequência internacionais (Garabi, Melo, Riveira);
3. Ajuste do caso base para obter um intercâmbio nulo entre as regiões Sul e Sudeste;
4. Troca da barra de folga do sistema da região Sudeste para a região Sul. A barra de folga escolhida foi a da usina de Gov. Bento Munhoz por possuir grande capacidade de regulação;
5. Eliminação dos circuitos da interligação entre os subsistemas Sul-Sudeste.

Concluindo estes passos, obteve-se um sistema independente com as barras e circuitos do sistema Sul. Para facilitar a convergência e representação no programa computacional Matlab, foram realizados novos equivalentes, porém agora nas barras internas da rede CA da região Sul. O procedimento sumarizado na sequência de passos descrita a seguir foi utilizado.

1. Equivalente da rede CA de 69 kV do Paraná.
2. Equivalente da rede CA de 138 kV do Paraná.
3. Equivalente da rede CA de 138 kV de Santa Catarina.
4. Equivalente de parte da rede CA de 138 kV do Rio Grande do Sul. A escolha de “equivalentar” só parte da rede de 138 kV ocorreu por estar nesta região a limitação de intercâmbio para o Rio Grande do Sul.

Após finalizado o processo de equivalência, obteve-se um sistema reduzido contendo 584 barras. Destaca-se que as injeções equivalentes geradas pelo método de Ward foram convertidas em carga e/ou geração nas barras de fronteira.

A Figura 3.12 apresenta o diagrama geoeletrico da região sul do Brasil que pode ser utilizado como base para o sistema equivalente “Sistema equivalente Sul”.



Figura 3.12 – Diagrama geoeletrico da região sul do Brasil [5]

A Tabela 3.1 apresenta uma comparação em termos de números de equipamentos entre o SIN e o sistema proposto.

Tabela 3.1 – Comparação entre os equipamentos do SIN e sistema proposto

	SIN	Equivalente
<b>Barras CA</b>	6154	584
<b>Linhas CA</b>	5730	618
<b>Transformadores</b>	3208	410
<b>Geradores</b>	1071	81

### 3.3.1 Áreas do sistema equivalente

Para realizar a análise de intercâmbio, o sistema proposto foi dividido em três áreas. No SIN as áreas do sistema são geralmente divididas por proprietários de equipamentos e não por estados.

- **Área 1** - Barras do Paraná;
- **Área 2** - Barras de Santa Catarina;
- **Área 3** - Barras do Rio Grande do Sul;

A Tabela 3.2 ilustra os principais dados do sistema equivalente.

Tabela 3.2 – Dados do sistema equivalente

	Área 1	Área 2	Área 3
<b>Barras PV</b>	11	12	16
<b>Barras PQ</b>	130	113	302
<b>Barras Total</b>	141	125	318
<b>Conexões Internas (LT e TR)</b>	282	261	459

Destaca-se que a barra da usina de Governador Bento Munhoz (número 800) foi determinada como barra de folga do sistema, estando a mesma na área 1.

Em termos de capacidade total de geração e carga, os dados do sistema equivalente são apresentados na Tabela 3.3.

Analisando a Tabela 3.3 podemos concluir que as áreas 1 e 2 são candidatas naturais a serem exportadoras de energia, enquanto a área 3 é importadora de energia. Esta situação também ocorre no sistema

Tabela 3.3 – Carga e geração do sistema equivalente

	Área 1	Área 2	Área 3	Total
<b>Cap. Total de Geração (MW)</b>	7854,0	6369,0	2559,0	16782,0
<b>Carga Ativa (MW)</b>	4318,5	3860,2	5309,8	13488,5
<b>Carga Reativa (Mvar)</b>	1159,6	1117,8	1705,3	3982,7

real onde o LFRS (Limite de Fluxo para o Rio Grande do Sul) é uma variável utilizada nos estudos elétricos.

Em relação as conexões entre áreas, a Figura 3.13 ilustra um esquemático do sistema equivalente, sendo que as áreas 1 e 2 possuem 11 linhas de interligação, e as áreas 2 e 3 possuem 15 circuitos de interligação (11 linhas e 2 transformadores). A Tabela 3.4 apresenta os circuitos que fazem as interligações entre as áreas propostas e a Tabela 3.5 as usinas pertencentes a cada área.

Para validar o sistema desenvolvido, foram realizadas contingências semelhantes no sistema real e no sistema equivalente. Verificou-se que os resultados do fluxo de potência foram compatíveis nos dois sistemas, comprovando assim que o sistema equivalente reproduz o comportamento do sistema real em estudos de regime permanente.

### 3.4 Conclusão

Este capítulo buscou fundamentalmente apresentar como foi concebido o sistema equivalente do SIN. Foi apresentado o aplicativo computacional utilizado e a base teórica para o cálculo do equivalente.

Em seguida foram apresentados os detalhes do sistema equivalente, como as áreas foram determinadas, o número de barras, geradores e linhas de interligações entre áreas.

Esta rede equivalente é analisada no capítulo de resultados numéricos, sob o ponto de vista de controle de intercâmbio de potência ativa.

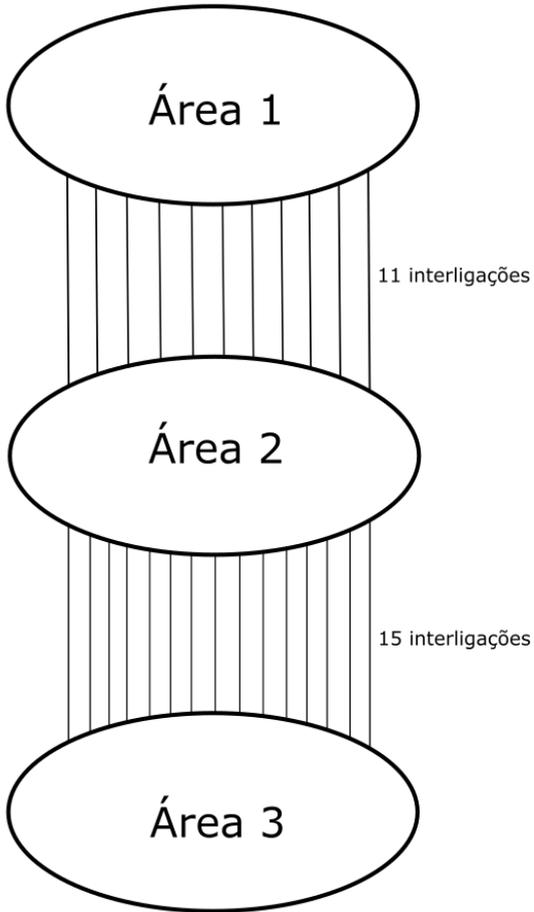


Figura 3.13 – Sistema Equivalente

Tabela 3.4 – Interligações entre áreas

	De	Para	Circuito	Tensão	Nome
<b>1-2</b>	834	943	c.1	230 kV	LT São Mateus - Canoinhas
	834	943	c.2	230 kV	LT São Mateus - Canoinhas
	852	1069	c.1	230 kV	LT Pato Branco - Xanxerê
	960	1015	c.1	230 kV	LT Curitiba - Joinville
	960	1020	c.1	230 kV	LT Curitiba - Joinville Norte
	960	1020	c.2	230 kV	LT Curitiba - Joinville Norte
	1047	1069	c.1	230 kV	LT Salto Osório - Xanxerê
	1060	995	c.1	525 kV	LT Salto Santiago - Itá
	1060	995	c.2	525 kV	LT Salto Santiago - Itá
	933	955	c.1	525 kV	LT Areia- Campos Novos
959	938	c.1	525 kV	LT Curitiba - Blumenau	
<b>2-3</b>	955	964	c.1	525 kV	LT Campos Novos - Caxias
	995	964	c.1	525 kV	LT Itá - Caxias
	955	979	c.1	525 kV	LT Campos Novos - Nova Santa Rita
	995	964	c.1	525 kV	LT Itá - Nova Santa Rita
	995	964	c.2	525 kV	LT Itá - Nova Santa Rita
	995	1045	c.1	525 kV	LT Itá - Santo Ângelo
	995	1045	c.2	525 kV	LT Itá - Santo Ângelo
	1069	1041	c.1	230 kV	LT Xanxerê - Passo Fundo
	1069	1041	c.2	230 kV	LT Xanxerê - Passo Fundo
	961	1163	c.1	230 kV	LT Forquilha - Lajeado Grande
	1071	1213	c.1	230 kV	LT Foz Chapecó - Guarita
	936	1325	c.1	230 kV	LT Barra Grande - Lagoa Vermelha
	1071	1062	c.1	230/138 kV	TR Foz Chapecó
	1071	1062	c.2	230/138 kV	TR Foz Chapecó
	1071	1062	c.3	230/138 kV	TR Foz Chapecó

Tabela 3.5 – Usinas do sistema equivalente

	Usina	Barra	$Pg_{max}$	$Pg_{min}$
Área 1	UHE Gov. Parigot de Souza	804	260,00	15,00
	UHE Santa Clara	806	120,00	35,00
	UHE Gov. José Richa	808	1240,00	235,00
	UHE Gov. Ney Braga	810	1260,00	165,00
	UHE Salto Osório	919	728,00	130,00
	UHE Salto Osório	921	350,00	130,00
	UHE Salto Santiago	925	1420,00	300,00
	UHE Mauá	983	352,00	60,00
	UHE Fundação	2475	120,00	35,00
	UTE Klacel	9986	330,00	0,00
	UHE Gov. Bento Munhoz	800	1674,00	240,00
Área 2	UHE Itá	904	1450,00	200,00
	UTE Jorge Lacerda A	907	100,00	35,00
	UTE Jorge Lacerda A	909	132,00	33,00
	UTE Jorge Lacerda B	911	262,00	80,00
	UTE Jorge Lacerda C	913	363,00	180,00
	UHE Machadinho	915	1140,00	260,00
	UHE Foz do Chapecó	107	855,00	150,00
	UHE Barra Grande	115	696,00	180,00
	UHE Campos Novos	1157	879,00	120,00
	UHE Quebra Queixo	2836	121,00	15,00
	UHE Salto Pilão	2863	182,00	23,00
	UHE Garibaldi	9735	189,00	32,00
Área 3	UHE Passo Fundo	917	232,00	70,00
	UHE Monjolinho	931	74,00	19,00
	UHE Itaúba	1155	500,00	75,00
	UHE Monte Claro	1159	130,00	20,00
	UHE Jacuí	1162	180,00	15,00
	UHE Castro Alves	1166	129,00	20,00
	UHE 14 de Julho	1168	103,00	16,00
	UTE Candiota 3	1173	350,00	175,00
	UTE Pres. Médici A	1170	90,00	25,00
	UTE Pres. Médici B	1172	336,00	90,00
	UHE Passo Real	1175	152,00	40,00
	UHE Dona Francisca	1176	125,00	32,00
	UHE Passo São João	9218	77,00	16,00
	UHE São José	9220	51,00	8,00

## 4 FLUXO DE POTÊNCIA COM RESTRIÇÕES DE INTERCÂMBIO ENTRE ÁREAS

### 4.1 Introdução

O cálculo do fluxo de potência em um sistema elétrico consiste na determinação do estado da rede, da distribuição dos fluxos e de alguma outra grandeza de interesse, no presente caso, do intercâmbio de potência ativa entre áreas de um sistema elétrico. Neste problema, a modelagem do sistema elétrico é estática, com a rede representada através de um conjunto de equações e inequações algébricas não-lineares [17].

Neste capítulo será apresentada a formulação analítica em coordenadas retangulares, considerando as restrições de intercâmbio de potência ativa no problema de fluxo de potência. O processo iterativo de solução do problema do fluxo de potência é baseado no método de Newton-Rapshon, onde a cada iteração é solucionado um sistema linear subdeterminado. Na expansão do fluxo de potência são especificadas múltiplas *barras de regulação* [10] em cada área, as quais contribuem tanto para suprir a variação de carga como para o controle dos fluxos de intercâmbio.

### 4.2 Fluxo de potência convencional

No problema de fluxo de potência em coordenadas retangulares as equações de potência ativa e reativa são apresentadas por:

$$\begin{aligned}
 P_{g_i} - P_{d_i} - e_i \sum_{j=1}^n (G_{ij}e_j - B_{ij}f_j) + f_i \sum_{j=1}^n (G_{ij}f_j + B_{ij}e_j) &= \Delta P_i \\
 Q_{g_i} - Q_{d_i} - f_i \sum_{j=1}^n (G_{ij}e_j - B_{ij}f_j) - e_i \sum_{j=1}^n (G_{ij}f_j + B_{ij}e_j) &= \Delta Q_i \\
 V_i^{ref^2} - (e_i^2 + f_i^2) &= \Delta V_i
 \end{aligned}
 \tag{4.1}$$

onde:  $P_{g_i}$  e  $Q_{g_i}$  são a potência ativa e reativa na barra  $i$ ,  $P_{d_i}$  e  $Q_{d_i}$  são as potências ativa e reativa da carga na barra  $i$ ,  $V_i^{ref}$  é a magnitude de

tensão na barra  $i$ , expressa em função das componentes real e imaginária da tensão complexa ( $V_i^{ref} = \sqrt{e_i^2 + f_i^2}$ ), e  $G_{ij}$  e  $B_{ij}$  são termos da matriz admitância de barra que dependem apenas dos parâmetros dos sistema de transmissão. Para um sistema elétrico, onde  $n_b$  é o número total de barras, o número total de equação do fluxo de potência é dado por  $n_{eq} = 2n_b - 2$ .

Considerando  $P_{d_i}^0$  e  $Q_{d_i}^0$  o valor de carga base, a modelagem do fluxo de potência requer a pré-especificação das variáveis  $P_{g_i}$ ,  $Q_{g_i}$  e  $V_i$ . Para qualquer solução convergente, a magnitude de  $\Delta P_i$ ,  $\Delta Q_i$  e  $\Delta V_i$  deve satisfazer uma tolerância pré-especificada (neste trabalho  $10^{-3}$  por unidade) na solução final [6]. As equações dos desbalanços são expressas por,

$$\begin{aligned} P_{g_i} - P_{d_i}^0 - P_i(e, f) &= \Delta P_i \\ Q_{g_i} - Q_{d_i}^0 - Q_i(e, f) &= \Delta Q_i \\ V_i^{ref^2} - (e_i^2 + f_i^2) &= \Delta V_i \end{aligned} \quad (4.2)$$

onde  $P_i(e, f)$  e  $Q_i(e, f)$  representam as injeções de potência ativa e reativa, expressas em função das componentes real e imaginária da tensão complexa.

Os fluxos de potência ativa e reativa são calculados através das seguintes equações:

$$\begin{aligned} P_{ij}(e, f) &= g_{ij}(e_i^2 + f_i^2) - g_{ij}(e_i e_j + f_i f_j) - b_{ij}(e_i f_j - e_j f_i) \\ Q_{ij}(e, f) &= -(b_{ij} + b_{ij}^{sh})(e_i^2 + f_i^2) + b_{ij}(e_i e_j + f_i f_j) + g_{ij}(e_i f_j - e_j f_i) \end{aligned} \quad (4.3)$$

onde  $g_{ij}$ ,  $b_{ij}$  e  $b_{ij}^{sh}$  são a condutância série, susceptância série e susceptância *shunt* do ramo  $i$ - $j$ , respectivamente. Essas equações são funções quadráticas das componentes real e imaginária das tensões complexas nodais, e como tal, suas segundas derivadas são constantes e consistem nos parâmetros (condutância série  $g_{ij}$ , susceptância série  $b_{ij}$  e susceptância *shunt*  $b_{ij}^{sh}$ ) da linha de transmissão. O conjunto de fluxos nas linhas de transmissão pode ser representado na forma compacta como,

$$\mathbf{h}_s(\mathbf{x}) = \frac{1}{2} \mathbf{x}^t \mathbf{Z}_s \mathbf{x} \quad (4.4)$$

onde  $\mathbf{Z}_s$  é um arranjo tri-dimensional constante, expresso em função

dos parâmetros da linha de transmissão. As modificações na topologia da rede elétrica são completamente refletidas neste arranjo, apesar de que o seu cálculo explícito não é necessário, conforme será visto subsequentemente.

De forma semelhante às Eqs. (4.3), as equações das injeções de potência nas barras são dadas por

$$\begin{aligned} P_i(e, f) &= \sum_{j \in \Omega_{0_i}} (g_{ij} (e_i^2 + f_i^2) - g_{ij} (e_i e_j + f_i f_j) - b_{ij} (e_i f_j - e_j f_i)) \\ Q_i(e, f) &= \sum_{j \in \Omega_{0_i}} \left( - (b_{ij} + b_{ij}^{sh}) (e_i^2 + f_i^2) + b_{ij} (e_i e_j + f_i f_j) + g_{ij} (e_i f_j - e_j f_i) \right) \end{aligned} \quad (4.5)$$

onde  $\Omega_{0_i}$  representa o conjunto de barras adjacentes a barra  $i$ , e cuja natureza quadrática em função da tensão nodal na forma retangular é facilmente observada. O conjunto de equações do fluxo de potência convencional é expresso por

$$\begin{aligned} P_{g_i} - P_{d_i}^0 - P_i(e, f) &= 0 \quad (\text{barras PV e PQ}) \\ Q_{g_i} - Q_{d_i}^0 - Q_i(e, f) &= 0 \quad (\text{barras PQ}) \\ V_i^r e f^2 - e_i^2 + f_i^2 &= 0 \quad (\text{barras PV}) \\ Q_{g_i}^m \leq Q_{g_i}(e, f) \leq Q_{g_i}^M &\quad (\text{barras PV}) \\ P_{g_i}^m \leq P_{g_i}(e, f) \leq P_{g_i}^M &\quad (\text{barras PV}) \end{aligned} \quad (4.6)$$

onde  $P_{g_i}$  e  $Q_{g_i}$  são as potências ativa e reativa geradas na barra  $i$ ,  $P_{d_i}^0$  e  $Q_{d_i}^0$  referem-se às demandas de potência ativa e reativa da  $i$ -ésima barra,  $P_i(e, f)$  e  $Q_i(e, f)$  são as injeções de potência ativa e reativa, expressas em função das componentes real e imaginária das tensões complexas  $(e_i, f_i)$ , e os superescritos  $m$  e  $M$  se referem aos limites inferior e superior, respectivamente. O conjunto de equações que representa essas injeções de potência pode ser re-escrito na forma compacta como [18]

$$\mathbf{g}_0(\mathbf{x}) = \frac{1}{2} \mathbf{x}^t \mathbf{Z} \mathbf{x} \quad (4.7)$$

onde  $\mathbf{Z}$  é um arranjo tri-dimensional constante, com características semelhantes a  $\mathbf{Z}_s$ , tal que a função vetorial  $\mathbf{g}_0(\mathbf{x})$  possui derivadas expressas por,

$$\frac{\partial \mathbf{g}_0(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} = \mathbf{x}^t \mathbf{Z} \quad \frac{\partial^2 \mathbf{g}_0(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}^2} = \mathbf{Z} \quad (4.8)$$

onde é possível observar a característica linear da matriz Jacobiana com

relação a  $\mathbf{x}$ , assim como a invariância da segunda derivada ( $\mathbf{Z}$ ) dessas funções.

Portanto, as equações do fluxo de potência podem ser escritas na forma compacta como,

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{y}_0 - \frac{1}{2}\mathbf{x}^t\mathbf{Z}\mathbf{x} = \mathbf{y}_0 - \mathbf{g}_0(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \quad (4.9)$$

onde  $\mathbf{y}_0$  representa o vetor das grandezas especificadas (injeções de potência ativa (barras PV e PQ) e reativa (barras PQ) e magnitude quadrática da tensão nodal (barras PV), no caso da formulação do problema de fluxo de potência em coordenadas retangulares).

A solução do problema expresso pela Eq. (4.2) através do método de Newton requer que a cada iteração seja resolvido um sistema linear da forma,

$$\begin{bmatrix} \Delta\mathbf{P} \\ \Delta\mathbf{Q} \\ \Delta\mathbf{V}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_1 & \mathbf{J}_2 \\ \mathbf{J}_3 & \mathbf{J}_4 \\ \mathbf{J}_5 & \mathbf{J}_6 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\mathbf{e} \\ \Delta\mathbf{f} \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

onde,

$$\begin{aligned} \mathbf{J}_1 &= \frac{\partial P(e,f)}{\partial e} & \mathbf{J}_2 &= \frac{\partial P(e,f)}{\partial f} \\ \mathbf{J}_3 &= \frac{\partial Q(e,f)}{\partial e} & \mathbf{J}_4 &= \frac{\partial Q(e,f)}{\partial f} \\ \mathbf{J}_5 &= \frac{\partial V^2(e,f)}{\partial e} & \mathbf{J}_6 &= \frac{\partial V^2(e,f)}{\partial f} \end{aligned} \quad (4.11)$$

e,  $\Delta\mathbf{P}$ ,  $\Delta\mathbf{Q}$  e  $\Delta\mathbf{V}$  são vetores com componentes  $\Delta P_i$ ,  $\Delta Q_i$  e  $\Delta V_i$ , respectivamente. As variáveis  $\Delta\mathbf{e}$  e  $\Delta\mathbf{f}$  são vetores com componentes  $\Delta e_i$  e  $\Delta f_i$ .

### 4.3 Extensão do problema de fluxo de potência para incluir as restrições de intercâmbio

Na formulação do problema de fluxo de potência convencional, uma barra de geração é escolhida para “regular” o balanço de potência total do sistema. Isto dificulta a redistribuição de potência ativa e reativa gerada, necessária para compensar os desbalanços de potência causados por eventuais variações de carga e/ou contingências. Alter-

nativamente, um conjunto de barras de geração (referidas em [10, 11] como *barras reguladoras* e em [12, 13] como *barras de folga*), é selecionado para realizar esta compensação, o que torna o modelo de fluxo de potência mais realístico. Neste caso, a potência ativa gerada na  $i$ -ésima barra reguladora pode ser determinada através de diversas formas alternativas, duas das quais são mostradas a seguir.

O primeiro critério estabelece que a geração de potência ativa com relação ao limite de capacidade de cada unidade reguladora pertencente a uma área deve ser igual à produção de potência ativa da área com relação a capacidade total da mesma. Neste caso, o objetivo é uniformizar em cada área a margem de potência dos geradores reguladores com relação ao seu limite máximo. Analiticamente isto é expresso por *equações de alinhamento* da forma,

$$\frac{P_{g_i}}{P_{g_i}^M} = \frac{\sum_{j \in \Omega_k} P_{g_j}}{\sum_{j \in \Omega_k} P_{g_j}^M} \quad \text{para qualquer } i \in \Omega_k \quad (4.12)$$

onde  $\Omega_k$  representa o conjunto de barras reguladoras da área  $k$ ,  $\sum_{j \in \Omega_k} P_{g_j}$  é a potência ativa total gerada na área  $k$ , e o superescrito  $M$  representa o limite máximo. O número de equações de alinhamento é igual ao número de barras reguladoras e a potência ativa gerada na barra  $i$  expressa por,

$$P_{g_i} = P_{d_i} + P_i(e, f) \quad (4.13)$$

O segundo critério, o qual é utilizado neste trabalho, é baseado na parametrização da geração de potência ativa, segundo a equação,

$$P_{g_i}(\rho_{g_i}) = P_{g_i}^{ref} + \rho_{g_i} \Delta P_{g_i} \quad (4.14)$$

onde  $P_{g_i}^{ref}$  é o valor de referência, o parâmetro  $\rho_{g_i}$  determina a parcela de variação na potência ativa de saída da  $i$ -ésima barra reguladora, e  $\Delta P_{g_i}$  é uma constante que representa a taxa de variação da potência ativa gerada, a qual é especificada geralmente com base em critérios econômicos e/ou de segurança. Por exemplo, o uso de fatores iguais para todos os geradores reguladores supõe que a variação de potência ativa independe do custo, da capacidade ou da localização destas unidades. Em [13], esses fatores são definidos de acordo com a equação,

$$\Delta P_{g_i} = \frac{P_{g_i}^{ref}}{\sum_{i \in \Omega_j} P_{g_i}} \quad (4.15)$$

onde  $\Omega_j$  representa o conjunto de barras reguladoras da área  $j$ , e  $\sum_{i \in \Omega_j} P_{g_i}$  é a potência total gerada na área  $j$ . Este critério é baseado na participação da  $i$ -ésima barra reguladora na geração total da área em que a mesma está localizada.

Para formular o problema de fluxo de potência com restrições de intercâmbio entre áreas, supõe-se que o gerador da *barra reguladora* contribui para a compensação tanto da variação de carga quanto do controle dos fluxos de intercâmbio. Assume-se que o mesmo opera com a magnitude da tensão constante e a potência ativa de saída variando de acordo com a Eqs. (4.12) ou (4.14). A geração de potência reativa desses geradores é dada por,

$$Q_{g_i} = Q_{d_i} + Q_{d_i}(e, f) \quad (4.16)$$

O  $j$ -ésimo intercâmbio líquido de potência ativa, denotado  $P_{T_j}$ , entre as áreas  $i$  e  $k$  é expresso como [17],

$$P_{T_j} = \sum_{ik \in \Gamma_j} P_{ik}(e, f) \quad (4.17)$$

onde  $P_{ik}$  é o fluxo de potência na linha de transmissão  $ik$ , e  $\Gamma_j$  é o conjunto de linhas de transmissão que interligam as áreas  $i$  e  $k$ .

A inclusão das equações que representam o intercâmbio entre áreas na formulação do problema de fluxo de potência resulta num o sistema de equações não lineares composto de: 1) a equação de balanço de potência ativa de todas as barras, exceto a de referência angular; 2) a equação de balanço de potência reativa das barras PQ; 3) a equação quadrática da magnitude da tensão das barras PV e de regulação; e 4) as equações de especificação dos fluxos nas linhas de intercâmbio programado. Em termos analíticos,

$$\begin{aligned} P_{g_i} - P_{d_i}(e_i, f_i) - P_i(e, f) &= 0 \\ Q_{g_i} - Q_{d_i} - Q_i(e, f) &= 0 \\ V_i^{ref^2} - (e_i^2 + f_i^2) &= 0 \\ P_{T_j}^{pgr} - P_{T_j}(e, f) &= 0 \end{aligned} \quad (4.18)$$

onde  $P_{T_j}^{pgr}$  e  $P_{T_j}(e, f)$  são respectivamente os valores programado e calculado do intercâmbio  $j$ . As variáveis a serem determinadas na solução deste problema são as componentes real e imaginária das tensões nas barras e a potência ativa gerada nas barras reguladoras.

O balanço de potência ativa das barras reguladoras pode ser modelado de duas formas. Na primeira,  $P_{g_i}$  é expressa segundo a Eq. (4.14), tal que as variáveis adicionais são os  $\rho_{g_i}$  correspondentes aos geradores de regulação. Alternativamente, a Eq. (4.13) é substituída na Eq. (4.12), tal que na solução das Eqs. (4.18) tanto o balanço de potência ativa quanto a condição de alinhamento são satisfeitos. As restrições de desigualdade impostas na formulação do fluxo de potência estendido são os limites de geração de potência ativa e de potência reativa, isto é,

$$\begin{aligned} P_{g_i}^m &\leq P_{g_i}(\rho_{g_i}) \leq P_{g_i}^M \\ Q_{g_i}^m &\leq Q_{g_i}(e, f) \leq Q_{g_i}^M \end{aligned} \quad (4.19)$$

onde  $P_{g_i}^m$ ,  $P_{g_i}^M$  e  $Q_{g_i}^m$ ,  $Q_{g_i}^M$  são respectivamente os limites mínimo e máximo de geração de potência ativa e reativa.

A imposição das restrições de igualdade adicionais relativas a especificação dos intercâmbios líquidos está inevitavelmente associada ao risco de inviabilização da solução do problema da Eq. (4.18), se as unidades reguladoras não forem convenientemente selecionadas ou se as restrições de intercâmbio forem conflitantes com as características do sistema de potência. Portanto, para estabelecer o problema representado na Eq. (4.18), as seguintes suposições são adotadas:

- os geradores reguladores disponíveis para o ajuste dos intercâmbios entre áreas são previamente selecionados;
- o número de intercâmbios programados é menor do que o número de geradores reguladores;
- o número de intercâmbios programados é menor do que o número de áreas interligadas;
- a eventual taxa de variação da carga e a área onde a mesma ocorre são conhecidas a priori;
- a parcela da variação atribuída a cada intercâmbio de potência é especificada a priori;

#### **4.3.1 Método de solução**

A solução do problema expresso pela Eq.(4.18) através do método de Newton requer que a cada iteração seja resolvido um sistema

linear da forma,

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta V^2 \\ \Delta T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_1 & \mathbf{J}_2 & \mathbf{F}_t \\ \mathbf{J}_3 & \mathbf{J}_4 & \mathbf{0} \\ \mathbf{J}_5 & \mathbf{J}_6 & \mathbf{0} \\ \mathbf{H}_1 & \mathbf{H}_2 & \mathbf{0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta e \\ \Delta f \\ \Delta s \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

onde,

$$\begin{aligned} \mathbf{J}_1 &= \frac{\partial P(e,f)}{\partial e} & \mathbf{J}_2 &= \frac{\partial P(e,f)}{\partial f} \\ \mathbf{J}_3 &= \frac{\partial Q(e,f)}{\partial e} & \mathbf{J}_4 &= \frac{\partial Q(e,f)}{\partial f} \\ \mathbf{J}_5 &= \frac{\partial V^2(e,f)}{\partial e} & \mathbf{J}_6 &= \frac{\partial V^2(e,f)}{\partial f} \\ \mathbf{H}_1 &= \frac{\partial P_T(e,f)}{\partial e} & \mathbf{H}_2 &= \frac{\partial P_T(e,f)}{\partial f} \end{aligned} \quad (4.21)$$

e,  $\Delta s$  é um vetor coluna e  $\mathbf{F}_t$  é uma matriz esparsa. A ordem e natureza dos elementos de  $\Delta s$  e  $\mathbf{F}_t$  dependem da forma como a geração de potência ativa das barras reguladoras é modelada. Os aspectos da implementação computacional para o cálculo das matrizes da eq. (4.21) são apresentados em [19].

Suponha que  $n_b$  é o número total de barras do sistema;  $n_r$  é o número de barras reguladoras disponíveis para o controle do intercâmbio;  $n_a$  o número de áreas interligadas; e  $n_t$  é o número de intercâmbios programados. O número de equações a serem resolvidas e o número de variáveis a serem determinadas no problema de fluxo de potência estendido são respectivamente,

$$\begin{aligned} n_{eq} &= 2n_b - 2 + n_t \\ n_{vr} &= 2n_b - 2 + n_s \end{aligned}$$

onde  $n_s$  é a ordem do vetor  $\Delta s$ , a qual depende do número de variáveis adicionais requeridas no problema de fluxo de potência estendido devido a inclusão das equações que representam as restrições de intercâmbio líquido de potência ativa.

O vetor  $\Delta s$  possui  $n_s = n_r$  componentes  $\Delta s_i$  e a matriz  $\mathbf{F}_t$  tem dimensão  $(n_b - 1) \times n_r$ . A solução do problema de fluxo de potência estendido fornece  $n_{vr} = 2n_b - 2 + n_r$  variáveis, ou seja,  $(2n_b - 2)$  relativas às componentes real e imaginária das tensões nas barras e  $n_r$  variáveis

$s_i$  para o ajuste da potência ativa gerada. Os elementos  $\mathbf{F}_t(i,j)$  não nulos ocupam as posições em que o regulador  $j$  está localizado na barra  $i$ . Esses elementos são os fatores  $\Delta P_{g_i}$  (se a geração de potência ativa é modelada pela Eq. (4.14)) ou unitários (se as equações de alinhamento forem utilizadas para determinar o nível de potência ativa gerada).

A dimensão do sistema linear da Eq. (4.20) depende do número de áreas envolvidas, do número de intercâmbios programados e do número de barras reguladoras disponíveis para ajustar os intercâmbios. A análise desta equação revela a matriz Jacobiana tem dimensão  $(2n_b - 2 + n_t) \times (2n_b - 2 + n_s)$ , tal que os seguintes três casos podem ocorrer:

1. o número de fluxos de intercâmbio programados é menor do que o número de barras reguladoras. Então,  $n_s > n_t$ , isto é, o número de equações é menor do que o número de variáveis, tal que o sistema linear é subdeterminado e admite infinitas soluções.
2. o número de intercâmbios programados é igual ao número de barras reguladoras. Neste caso,  $n_s = n_t$ , ou seja, o número de equações é igual ao número de variáveis, tal que o sistema linear  $\mathbf{W}(\mathbf{x}_e)\Delta\mathbf{x} = \mathbf{b}$  admite uma única solução, supondo-se que a matriz Jacobiana é não-singular.
3. o número de fluxos de intercâmbio programados é maior do que o número de barras reguladoras. Então,  $n_s < n_t$ , isto é, o número de equações é maior do que o número de variáveis, tal que a Eq. (4.20) representa um sistema linear sobredeterminado. Neste caso, técnicas baseadas no critério dos mínimos quadrados poderiam ser utilizadas para obter uma solução, a qual seria inútil para as aplicações práticas, uma vez que as restrições de igualdade representadas pelas equações não lineares do fluxo de potência não seriam necessariamente satisfeitas.

#### 4.4 Metodologia proposta

As equações que representam o fluxo de potência estendido podem ser escritas na forma compacta como

$$\mathbf{g}(\mathbf{x},\mathbf{s}) = \mathbf{0} \quad (4.22)$$

onde  $\mathbf{g}(\mathbf{x},\mathbf{s})$  é um vetor coluna de ordem  $n_{eq}$ , cujos componentes são as funções algébricas não lineares representando as equações de balanço

de potência e os intercâmbios líquidos programados.

Fazendo  $\mathbf{y}^t = [\mathbf{x}^t \mid \mathbf{s}^t]$ , a linearização da Eq. (4.22) no ponto  $\mathbf{y}_e$  e na direção  $\Delta\mathbf{y}$  fornece

$$\mathbf{W}(\mathbf{y}_e)\Delta\mathbf{y} = \mathbf{b} \quad (4.23)$$

onde  $\mathbf{W}(\mathbf{y}_e)$  é a matriz Jacobiana, de ordem  $n_{eq} \times n_{vr}$  e  $\mathbf{b} = -\mathbf{g}(\mathbf{x}_e)$  é um vetor coluna de ordem  $n_{eq}$ , ambos calculados no ponto onde é feita a linearização.

Quando o número de intercâmbios de potência ativa programados é menor do que o número de controles (ou áreas com intercâmbio controlado), a Eq. (4.23) caracteriza um sistema linear subdeterminado, com infinitas soluções. Neste caso, se o posto da matriz  $\mathbf{W}(\mathbf{y}_e)$  é  $n_{eq}$ , a sua matriz de espaço nulo tem dimensão  $(n_{vr} - n_{eq}) \times n_{vr}$ . Isto significa que a solução geral da Eq. (4.23) pode ser expressa num subespaço reduzido, de dimensão  $(n_{vr} - n_{eq})$ , em função de  $(n_{vr} - n_{eq})$  variáveis. No presente estudo, a estratégia utilizada para incorporar as restrições de fluxo de potência ativa nos intercâmbios consiste em determinar inicialmente uma solução geral para a Eq. (4.23), e posteriormente calcular a solução particular de acordo com um critério pré-estabelecido, de forma análoga aquela proposta em [20].

A solução geral da Eq.(4.23) é dada por [21]

$$\Delta\mathbf{y} = \Delta\bar{\mathbf{y}}_0 + \mathbf{A}_0\mathbf{z} \quad (4.24)$$

onde  $\Delta\mathbf{y}_0$  é a solução de mínima norma Euclideana,  $\mathbf{A}_0$  é a matriz de ordem  $n_{vr} \times (n_{vr} - n_{eq})$ , de espaço nulo das linhas de  $\mathbf{W}(\mathbf{y}_e)$ , isto é,  $\mathbf{W}(\mathbf{y}_e)\mathbf{A}_0 = \mathbf{0}$  ( $\mathbf{0}$  é uma matriz nula de ordem  $n_{eq} \times (n_{vr} - n_{eq})$ ), e  $\Delta\mathbf{z}$  é um vetor coluna arbitrário de ordem  $(n_{vr} - n_{eq})$ .

A solução de mínima norma Euclideana é obtida resolvendo-se o problema de otimização

$$\begin{aligned} & \text{Minimize} \quad \frac{1}{2} \Delta\mathbf{y}_0^t \Delta\mathbf{y}_0 \\ & \text{sujeito a} \quad \mathbf{W}(\mathbf{y}_e)\Delta\mathbf{y}_0 = \mathbf{b} \end{aligned} \quad (4.25)$$

ou seja,

$$\begin{aligned} \Delta\mathbf{y}_0 &= \mathbf{W}(\mathbf{y}_e)^t [\mathbf{W}(\mathbf{y}_e)\mathbf{W}(\mathbf{y}_e)^t]^{-1} \mathbf{b} \\ \lambda_0 &= [\mathbf{W}(\mathbf{y}_e)\mathbf{W}(\mathbf{y}_e)^t]^{-1} \mathbf{b} \end{aligned} \quad (4.26)$$

onde  $\lambda_0$  é o vetor dos multiplicadores de Lagrange das restrições de

igualdade da Eq.(4.25).

Visando apresentar um exemplo de aplicação matemática de mínima norma Euclidiana, em [6] é demonstrada uma ilustração geométrica desta solução. Considerando o sistema linear subdeterminado  $C\Delta y_0 = b$  dado por,

$$\begin{bmatrix} 1 & 2 & 4 \\ 6 & 2 & 12 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta y_{0_1} \\ \Delta y_{0_2} \\ \Delta y_{0_3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 4 \\ 6 \end{bmatrix} \quad (4.27)$$

Resolvendo o sistema linear obtemos duas equações que representam dois hiperplanos em termos de três variáveis. A solução de mínima norma obtida com,

$$\begin{aligned} \Delta y_0 &= C^t [CC^t]^{-1} b \\ \lambda_0 &= [CC^t]^{-1} b \end{aligned} \quad (4.28)$$

é  $\Delta y_0^t = [-0.4961.1280.560]$ . A Figura 4.14 apresenta a interpretação geométrica do sistema linear subdeterminado. Podemos observar que existem infinitas soluções, representadas pela linha reta na interseção dos dois hiperplanos. Porém apenas uma solução de mínima norma, a qual é um ponto na linha reta, indicado pelo segmento de reta partindo da origem, perpendicular à linha reta que representa o espaço das soluções viáveis. A componente de espaço nulo é ortogonal à soluções de mínima norma [6].

Para determinar a matriz de espaço nulo  $\mathbf{A}_0$ , seja a matriz ortogonal  $\mathbf{A}$ , de ordem  $n_{vr} \times n_{vr}$ , tal que

$$\mathbf{A} \times \mathbf{W}(\mathbf{y}_e)^t = \begin{bmatrix} \mathbf{U} \\ \mathbf{\Theta} \end{bmatrix}$$

onde  $\mathbf{U}$  é uma matriz triangular superior de ordem  $n_{eq} \times n_{eq}$  e  $\mathbf{\Theta}$  é a matriz nula definida anteriormente. Suponha que a partição da matriz  $\mathbf{A}$  é dada por

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} \mathbf{A}_1 \\ \mathbf{A}_2 \end{bmatrix}$$

onde  $\mathbf{A}_1$  e  $\mathbf{A}_2$  são submatrizes de ordem  $n_{eq} \times n_{vr}$  e  $(n_{vr} - n_{eq}) \times n_{vr}$ ,

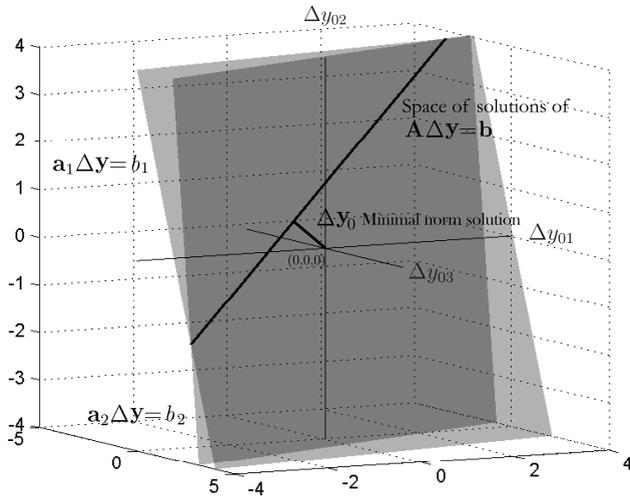


Figura 4.14 – Interpretação geométrica da solução de mínima norma Euclidiana [6]

respectivamente. Com esta partição,

$$\begin{bmatrix} \mathbf{A}_1 \mathbf{W}(\mathbf{y}_e)^t \\ \mathbf{A}_2 \mathbf{W}(\mathbf{y}_e)^t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{U} \\ \mathbf{\Theta} \end{bmatrix} \quad (4.29)$$

Desde que  $\mathbf{A}^t \mathbf{A} = \mathbf{A} \mathbf{A}^t = \mathbf{I}$ , então a Eq.(4.26) pode ser re-escrita como

$$\begin{aligned} \Delta \mathbf{y}_0 &= \mathbf{A}^t \mathbf{A} \mathbf{W}(\mathbf{y}_e)^t [\mathbf{W}(\mathbf{y}_e) \mathbf{A}^t \mathbf{A} \mathbf{W}(\mathbf{y}_e)^t]^{-1} \mathbf{b} \\ \lambda_0 &= [\mathbf{W}(\mathbf{y}_e) \mathbf{A}^t \mathbf{A} \mathbf{W}(\mathbf{y}_e)^t]^{-1} \mathbf{b} \end{aligned} \quad (4.30)$$

o que fornece

$$\begin{aligned} \Delta \mathbf{y}_0 &= -\mathbf{A}_1^t \mathbf{U}^{-t} \mathbf{b} \\ \lambda_0 &= \mathbf{U}^{-1} \mathbf{U}^{-t} \mathbf{b} \end{aligned} \quad (4.31)$$

Além disso, da Eq.(4.29) a sub-matriz  $\mathbf{A}_2^t$  pode ser selecionada como uma matriz de espaço nulo  $\mathbf{A}_0$  da solução geral. Logo

$$\Delta \mathbf{y} = -\mathbf{A}_1^t \mathbf{U}^{-t} \mathbf{b} + \mathbf{A}_2^t \mathbf{z} \quad (4.32)$$

Neste trabalho, para determinar a matriz de espaço nulo foi utilizada a função de transformação ortogonal do aplicativo computacional Matlab (fatoração QR).

Diversos critérios podem ser utilizados para calcular a solução particular, definida com o auxílio das variáveis  $\mathbf{z}$  da Eq. (4.32). Particularmente, se a potência ativa gerada varia de acordo com a Eq. (4.14), a determinação do vetor  $\mathbf{z}$  que minimiza os desvios quadráticos da potência ativa gerada nas barras reguladoras com relação ao valor de referência pode ser estabelecido como o objetivo. Neste caso, é necessário resolver um problema de otimização de porte reduzido, da forma,

$$\text{Minimize } \frac{1}{2}(\mathbf{P}_{g_r}^{ref} + \mathbf{F}_{t_r} \Delta \mathbf{s})^t (\mathbf{P}_{g_r}^{ref} + \mathbf{F}_{t_r} \Delta \mathbf{s}) \quad (4.33)$$

onde  $\mathbf{P}_{g_r}^{ref}$  é um vetor coluna de ordem  $n_r$ , cujos componentes são os valores de referência da geração de potência ativa nas barras reguladoras;  $\mathbf{F}_{t_r}$  a submatriz da matriz  $\mathbf{F}_t$  definida anteriormente, correspondente às barras de regulação (e portanto de dimensão  $(n_r \times n_r)$ ), e  $\Delta \mathbf{s} = \Delta \rho_{g_i}$  é um vetor coluna de ordem  $n_r$ , com componentes  $\Delta s_i = \Delta \rho_{g_i}$ .

Da Eq. (4.24),

$$\Delta \mathbf{s} = \Delta \mathbf{y}_{0_s} + \mathbf{A}_{0_r} \mathbf{z} \quad (4.34)$$

onde  $\Delta \mathbf{y}_{0_s}$  e  $\mathbf{A}_{0_r}$  são respectivamente o vetor com as componentes do vetor que representa a solução de mínima norma Euclideana  $\Delta \mathbf{y}_0$  e a submatriz de  $\mathbf{A}_0$  relativas as barras reguladoras; tal que o problema da Eq. (4.33) pode ser re-escrito como,

$$\text{Minimize } \frac{1}{2}(\mathbf{P}_{g_r}^{ref} + \mathbf{F}_{t_r}(\Delta \mathbf{y}_{0_s} + \mathbf{A}_{0_r} \mathbf{z}))^t (\mathbf{P}_{g_r}^{ref} + \mathbf{F}_{t_r}(\Delta \mathbf{y}_{0_s} + \mathbf{A}_{0_r} \mathbf{z})) \quad (4.35)$$

e cuja solução é obtida resolvendo-se o sistema linear

$$(\mathbf{A}_{0_r}^t \mathbf{F}_{t_r}^t \mathbf{F}_{t_r} \mathbf{A}_{0_r}) \mathbf{z} = -\mathbf{A}_{0_r}^t \mathbf{F}_{t_r}^t \mathbf{F}_{t_r} (\mathbf{P}_{g_r}^{ref} + \Delta \mathbf{y}_{0_s}) \quad (4.36)$$

onde a matriz de coeficientes e o vetor do lado direito tem dimensões  $(n_r - n_t) \times (n_r - n_t)$  e  $(n_r - n_t) \times 1$ , respectivamente.

O problema de otimização da Eq. (4.35) é irrestrito e portanto a solução correspondente ao espaço nulo tende a minimizar acentuadamente os desvios na geração de potência ativa das barras reguladoras. Isto é compensado pela geração da barra de folga, calculada após a convergência do processo iterativo. Além disso, devido a inclusão de  $\mathbf{P}_{g_r}^{ref}$  no vetor do lado direito da Eq. (4.36), os incrementos obtidos

com a solução deste sistema linear possuem considerável magnitude quando comparados com os respectivos componentes da solução de mínima norma Euclideana. Visando determinar uma solução geral mais equilibrada em termos dessas duas componentes, a solução correspondente ao espaço nulo é modificada pelo fator de passo,

$$\alpha = \beta \frac{\|\Delta y_0\|}{\|\mathbf{A}_0 \mathbf{z}\|} \quad (4.37)$$

onde  $\beta$  é um escalar especificado pelo usuário. O componente  $\frac{\|\Delta y_0\|}{\|\mathbf{A}_0 \mathbf{z}\|}$  uniformiza as duas soluções em termos de magnitude dos componentes. O efeito do escalar  $\beta$  é controlar diretamente os incrementos de geração de potência das barras reguladoras e indiretamente a geração de potência ativa da barra de folga. Assim,  $\beta = 0$  implica em desvios de pequena magnitude, distribuídos uniformemente como decorrência da natureza da solução de mínima norma Euclideana. Na medida em que este escalar aumenta, mais geração de potência ativa é atribuída à barra de folga. Note ainda que o fator  $\alpha$  tende a zero na convergência do processo iterativo.

Desta forma a solução geral da Eq.(4.23) é dada por

$$\Delta \mathbf{y} = \Delta \mathbf{y}_0 + \alpha \mathbf{A}_0 \mathbf{z} \quad (4.38)$$

onde  $\Delta \mathbf{y}_0$  é a solução de mínima norma Euclideana,  $\mathbf{A}_0 \mathbf{z}$  é a solução de espaço nulo e  $\alpha$  o fator de passo.

## 4.5 Conclusão

Este capítulo apresenta a metodologia proposta para a inclusão das restrições de intercâmbio na solução do problema de fluxo de potência.

Primeiramente mostra-se a formulação do fluxo de potência convencional em coordenadas retangulares. Em seguida, apresenta-se a metodologia proposta para a extensão do fluxo de potência para a inclusão das restrições de intercâmbio. Esta proposta é a combinação do método de Newton-Raphson para resolver o problema de fluxo de potência com a solução geral de um sistema subdeterminado. Assim, é determinada inicialmente uma solução de mínima norma Euclidiana e posteriormente uma solução de um problema de otimização de porte reduzido. É ainda sugerido um fator empírico de balanceamento entre

---

as duas soluções, com o objetivo de obter uma melhor alternativa do fluxo de potência em termos de distribuição de geração de potência ativa entre a barra de folga e as barras de regulação.



## 5 ESTUDO DE CASO

### 5.1 Introdução

Este capítulo apresenta os resultados das simulações utilizando a metodologia proposta com dois sistemas elétricos. O primeiro é o sistema-teste IEEE 118-barras, onde as simulações têm o objetivo de analisar os aspectos computacionais e matemáticos. O segundo sistema é o equivalente do sistema brasileiro apresentado no capítulo 3, onde os testes visam mostrar os aspectos práticos da análise de intercâmbio. A metodologia proposta no capítulo 4 foi implementada no ambiente computacional Matlab (versão R2016b), disponibilizado pelo Laboratório de Sistemas de Potência (LABSPOT) da Universidade Federal de Santa Catarina.

Para avaliar a solução do problema de fluxo de potência com restrições de intercâmbio foram definidas as barras reguladoras em cada sistema, e um conjunto de testes a ser realizado. Além disso, para o sistema equivalente foi realizado uma comparação dos resultados obtidos com a metodologia proposta e com a metodologia utilizada atualmente nos estudos elétricos.

### 5.2 Simulações com o sistema IEEE-118

Visando avaliar a solução do problema de fluxo de potência com restrições de intercâmbio, o procedimento sumarizado na sequência de passos descrita a seguir foi utilizado.

1. determinação da solução do fluxo de potência para o caso base;
2. especificação da variação percentual da carga de cada área;
3. especificação dos intercâmbios de potência ativa programados;
4. solução do problema expresso pela Eq. (4.18).

Para a obtenção dos resultados numéricos, o sistema-teste IEEE 118-barras foi decomposto nas quatro áreas mostradas na Figura 5.15. A divisão das áreas de intercâmbio foi proposta em [22]. A Tabela 5.1 apresenta as principais características deste sistema. Destaca-se que o sistema possui quatro interligações,  $P_{12}$  (interligação entre as áreas 1

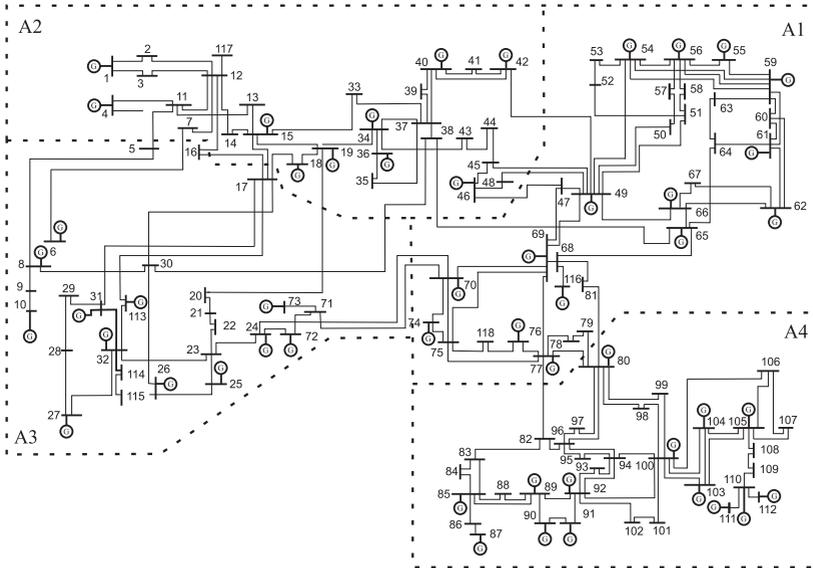


Figura 5.15 – Sistema-teste IEEE 118 barras: 4 áreas interligadas

e 2),  $P_{13}$  (interligação entre as áreas 1 e 3),  $P_{14}$  (interligação entre as áreas 1 e 4) e  $P_{23}$  (interligação entre as áreas 2 e 3)

O objetivo dos testes com este sistema visam observar os aspectos computacionais da metodologia proposta, sendo estes:

1. o processo iterativo:

- influência da solução correspondente ao espaço nulo.
- forma de variação das normas das soluções  $\|\Delta y\|$ ,  $\|\Delta y_0\|$  e  $\|\mathbf{A}_0 \mathbf{z}\|$ ;
- a variação das soluções obtidas com diferentes ( $\beta$ ) atribuídos a solução correspondente ao espaço nulo;
  - A variação de  $\alpha$  durante o processo iterativo;
  - A variação de  $P_{gf}$  devido ao valor determinado de  $\beta$ ;

2. a qualidade das soluções obtidas com o uso de:

- fatores  $\Delta P_{g_i}$  unitários;
- fatores  $\Delta P_{g_i} = \frac{P_{g_i}^{pref}}{\sum_{i \in \Omega_j} P_{g_i}^M}$ , observando o uso da capacidade máxima de geração de potência ativa da área;

Tabela 5.1 – Características sistemas teste IEEE-118 barras

Área	Barras	Geradores	Nº de Barras Reguladoras
1	32	15	6
2	28	11	2
3	26	12	3
4	32	16	5
<b>Total</b>	<b>118</b>	<b>56</b>	<b>16</b>

Inicialmente foi determinada a solução do fluxo de potência para o caso base utilizando um fluxo de potência convencional e especificado um aumento de 10% na demanda total do sistema, com um aumento de 10% nos fluxos de potência ativa dos intercâmbios  $P_{12}$ ,  $P_{13}$  e  $P_{14}$ . Considerando as *barras reguladoras* apresentadas na Tabela 5.1 e os intercâmbios controlados, o sistema linear a ser resolvido pelo método de Newton possui,

$$\begin{aligned} n_{eq} &= 237 \text{ equações} \\ n_{vr} &= 250 \text{ variáveis} \end{aligned}$$

caracterizando assim um sistema linear subdeterminado.

A Tabela 5.2 apresenta o resultado das *barras reguladoras* e da barra de folga para do fluxo de potência no caso base. A Tabela 5.3 mostra o fluxo nas interligações do sistema para o caso base. Nesta condição, os fluxos de intercâmbio entre as áreas são:  $P_{12} = 438,51$  MW,  $P_{13} = 22,88$  MW,  $P_{14} = -250,35$  MW e  $P_{23} = -531,34$  MW.

Considerando  $\beta = 0,5$  o método proposto convergiu em 12 iterações. Nas Tabelas 5.4 e 5.5 são apresentados os resultados das barras reguladoras e dos intercâmbio, respectivamente.

As demandas totais de cada área foram acrescidas de 10% em relação ao valor do caso base, sendo que a área 1 passou de 1432 MW e 486 MVar para 1575,20 MW e 534,60 MVar, a área 2 de 941 MW e 393 MVar para 1035,10 MW e 432,30 MVar, a área 3 de 372 MW e 138 MVar para 409,20 MW e 151,80 MVar e por fim a área 4 de 923 MW e 421 MVar para 1015,30 MW e 463,10 MVar.

Observe que as restrições programadas nos intercâmbios (áreas 1 e 2, áreas 1 e 3 e áreas 1 e 4) são satisfeitas, ou seja, estes fluxos de intercâmbio aumentam em 10% com relação aos valores do caso base ( $P_{12} = 482,36$  MW,  $P_{13} = 25,17$  MW,  $P_{14} = -275,39$  MW). Por outro

Tabela 5.2 – Resultado do fluxo de potência das barras reguladoras - caso base

	Barra	V	delta	Pg	Qg
<b>Área 1</b>	49	1,025	-8,99	204,00	115,68
	54	0,955	-14,68	48,00	3,92
	59	0,985	-10,60	155,00	98,98
	61	0,983	-5,81	160,00	-100,00
	65	1,005	-2,27	391,00	96,79
	66	1,050	-2,45	392,00	2,98
<b>Área 2</b>	12	0,990	-17,50	85,00	91,27
	46	1,005	-11,43	19,00	-5,24
<b>Área 3</b>	10	1,050	5,87	450,00	-51,04
	25	1,050	-1,82	220,00	49,69
	26	1,015	-0,04	314,00	9,88
<b>Área 4</b>	80	1,040	-1,00	477,00	104,90
	89	1,005	9,73	607,00	-13,66
	100	1,017	-1,91	252,00	109,14
	103	1,000	-5,51	40,00	40,00
	111	0,980	-10,21	36,00	-1,84
<b>Barra de Folga</b>	69	1,035	0,00	513,74	-82,42

lado, o intercâmbio entre as áreas 2 e 3 tem uma variação de 10,5% em relação ao caso base, o que é atribuído à ausência de restrição correspondente a um valor programado. Deve ser enfatizado que há um compromisso entre o aumento de carga, a programação do fluxo de intercâmbio que suprirá parte (ou todo) deste aumento de carga e a geração de potência ativa de cada área. Desde que o problema de fluxo de potência com restrições de intercâmbio é resolvido sob o ponto de vista global, a programação equivocada do intercâmbio de potência pode inviabilizar a solução. Por exemplo, pode haver reserva de potência ativa numa determinada área, mas a restrição de intercâmbio impede que a mesma seja utilizada.

Analisando os resultados do fluxo de potência verificamos que o nível de tensão das barras do sistemas manteve-se dentro dos limites mínimo e máximo especificados: 0,95 e 1,05 pu, respectivamente, tanto no caso base quanto após a variação da carga e intercâmbio. Outro dado importante são as perdas de potência ativa nas linhas de transmissão que no caso base foram de 132,75 MW e após a variação de carga atingiram o valor de 154,89 MW.

Afim de verificar a influência da solução correspondente ao es-

Tabela 5.3 – Fluxos nas interligações - caso base

	De	Para	MW	Mvar
<b>interligação 1-2</b>	47	46	31,47	-0,79
	49	42	67,92	0,37
	49	42	67,92	0,37
	49	45	51,39	2,16
	49	48	35,08	-3,91
	65	38	184,70	-9,10
	<b>Total</b>		438,51	
<b>interligação 1-3</b>	70	24	6,22	-6,80
	70	71	16,65	-12,37
	<b>Total</b>		22,88	
<b>interligação 1-4</b>	77	80	-96,61	-37,39
	77	80	-44,38	-20,53
	79	80	-64,76	-29,57
	81	80	-41,49	-116,05
	77	82	-3,08	17,26
	<b>Total</b>		-250,35	
<b>interligação 2-3</b>	4	5	-103,21	-26,79
	3	5	-68,10	-14,49
	7	6	-35,46	4,50
	11	5	-75,99	-0,62
	12	16	7,50	4,28
	15	17	-103,72	-24,41
	18	17	-79,39	-22,49
	19	20	-10,65	5,40
	38	30	-62,29	-55,04
<b>Total</b>		-531,34		

Tabela 5.4 – Resultado do fluxo de potência das barras reguladoras

	Barra	V	delta	Pg	Qg
Área 1	49	1,025	-11,48	210,73	134,96
	54	0,955	-17,58	62,61	8,93
	59	0,985	-13,20	161,46	121,90
	61	0,980	-7,85	171,47	-145,69
	65	1,005	-3,61	401,97	110,95
	66	1,050	-4,25	406,25	-2,46
Área 2	12	0,990	-19,22	103,72	97,72
	46	1,005	-15,00	0,00	8,37
Área 3	10	1,050	6,49	497,78	-41,62
	25	1,050	-2,43	240,06	51,07
	26	1,015	-0,50	341,70	14,36
Área 4	80	1,040	-1,50	489,24	117,08
	89	1,005	10,52	640,00	-14,93
	100	1,017	-0,82	279,48	111,12
	103	1,001	-3,73	65,73	34,15
	111	0,980	-6,72	57,85	-7,31
Barra de Folga	69	1,035	0,00	622,66	-88,30

paço nulo na solução do problema, foi determinada primeiramente a solução geral contendo apenas a solução de mínima norma Euclidiana, ou seja,  $\beta = 0$ . Após, foi analisado a influência computacional da solução de espaço nulo considerando diversos valores de  $\beta$ . Para estes testes manteve-se as condições de carga e intercâmbio citadas acima.

Pode ser observado na Tabela 5.6 que o valor gerado de potência ativa na barra de folga é acrescido conforme o valor de  $\beta$  aumenta, enquanto que o somatório das potências geradas nas *barras de regulação* diminuem. Ou seja, quanto mais peso é dado a solução correspondente ao espaço nulo menor os desvios quadráticos de potência ativa nas *barras de regulação* sendo este valor compensado pela barra de folga do sistema. Em relação ao número de iteração necessárias para obter a solução geral, podemos observar que quanto mais peso é atribuído a solução de espaço nulo mais iterações são necessárias para minimizar os desvios de potência que resolvem o sistema linear.

Na Figura 5.16 pode ser observado a forma de variação da solução geral  $\|\Delta y\|$ , da solução de mínima norma Euclidiana  $\|\Delta y_0\|$  e da solução de espaço nulo  $\|\mathbf{A}_0 \mathbf{z}\|$ .

Na Figura 5.17 é apresentado a variação da variável  $\alpha$  (fator de passo da solução de espaço nulo) em relação às iterações do processo

Tabela 5.5 – Fluxos nas interligações

	De	Para	MW	Mvar
<b>interligação 1-2</b>	47	46	44,43	-5,39
	49	42	70,12	0,37
	49	42	70,12	0,37
	49	45	58,84	2,59
	49	48	44,11	-4,92
	65	38	194,71	-6,17
	<b>Total</b>		482,36	
<b>interligação 1-3</b>	70	24	7,39	-6,77
	70	71	17,76	-12,62
	<b>Total</b>		25,17	
<b>interligação 1-4</b>	77	80	-101,08	-35,62
	77	80	-46,54	-19,83
	79	80	-69,01	-30,44
	81	80	-51,65	-115,59
	77	82	-7,09	23,012
	<b>Total</b>		-275,39	
<b>interligação 2-3</b>	4	5	-111,82	-25,49
	3	5	-74,26	-13,17
	7	6	-37,73	4,63
	11	5	-82,45	0,31
	12	16	10,64	4,74
	15	17	-113,5	-20,37
	18	17	-87,88	-19,56
	19	20	-11,43	7,70
	38	30	-76,28	-53,38
	<b>Total</b>		-584,82	

Tabela 5.6 – Influência da solução de espaço nulo considerando diferentes  $\beta$ 

$\beta$	$Pg_{bf}$ (MW)	$\sum Pg_{br}$ (MW)	Iterações
0	600,33	4148,61	3
0,3	620,39	4131,14	3
0,5	622,66	4130,11	12
0,8	623,57	4130,52	17
1,0	637,30	4120,97	27
-0,5	565,44	4179,60	3
-1,0	513,33	4226,66	3

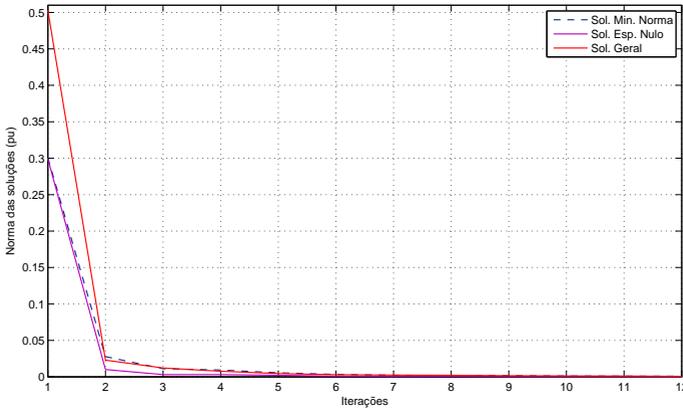


Figura 5.16 – Normas das soluções durante processo iterativo

computacional e na Figura 5.18 os desbalanços de potência, tensão e intercâmbio. Deve ser observado que, durante o processo iterativo a potência ativa das barras de regulação é ajustada de acordo com a Eq. (4.14) até que os desbalanços nos fluxos de intercâmbio programados satisfaçam o critério de convergência adotado ( $1.0 \times 10^{-3}$  pu(MW)). Após isto, o ajuste é feito para satisfazer o desbalanço de potência ativa da barra de folga, o que requer em geral iterações adicionais para a convergência. Isto justifica as duas iterações adicionais após  $\alpha$  satisfazer o critério de convergência e também o desbalanço de potência ativa ( $\Delta P$ ) ser o último a atingir o critério de convergência, sendo que o desbalanço de intercâmbio é aquele que possui a maior magnitude no início do processo.

Visando observar que quanto mais peso é dado a solução de espaço nulo maior a magnitude dos desbalanços de potência ativa em relação aos de potência reativa, tensão e intercâmbio as Figura 5.19 e 5.20 apresentam as variações de  $\Delta P$ ,  $\Delta Q$ ,  $\Delta V^2$  e  $\Delta T$  para  $\beta = 1$  e  $\beta = 0$ . Pode ser observado que quando a solução geral possui apenas a componente de mínima norma Euclidiana ( $\beta = 0$ ), a magnitude do desbalanço de intercâmbio é superior ao de potência ativa e não são necessárias iterações adicionais para a convergência.

Os resultados numéricos apresentados nesta seção foram obtidos com os parâmetros  $s_i$  definidos na Eq. (4.20) iguais a unidade. Outros valores foram testados, por exemplo,  $s_i$  calculado de tal forma que a

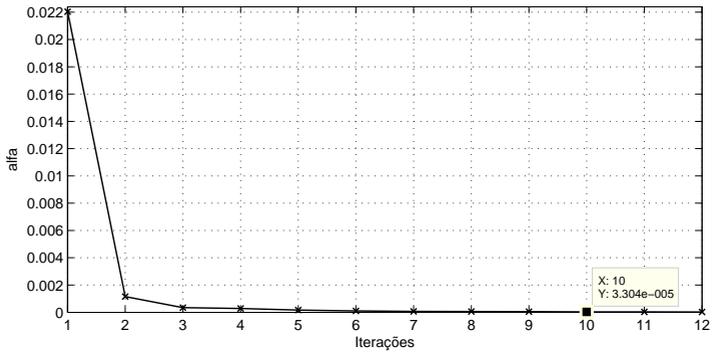


Figura 5.17 – Variação de  $\alpha$  no processo iterativo

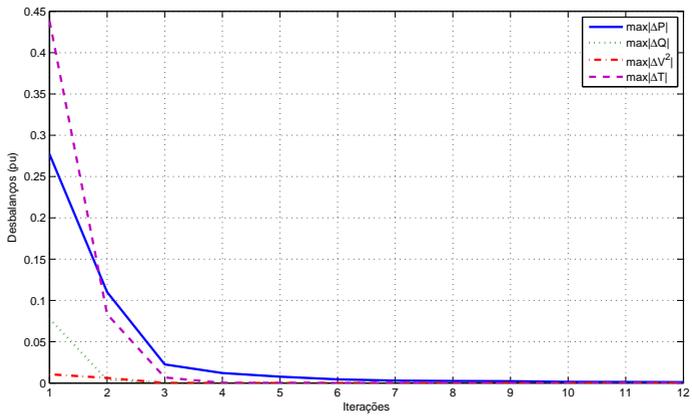


Figura 5.18 – Desbalanços no processo iterativo

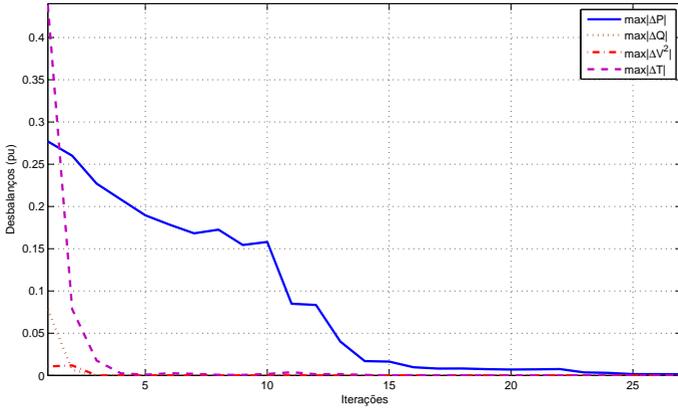


Figura 5.19 – Desbalanços no processo iterativo ( $\beta = 1$ )

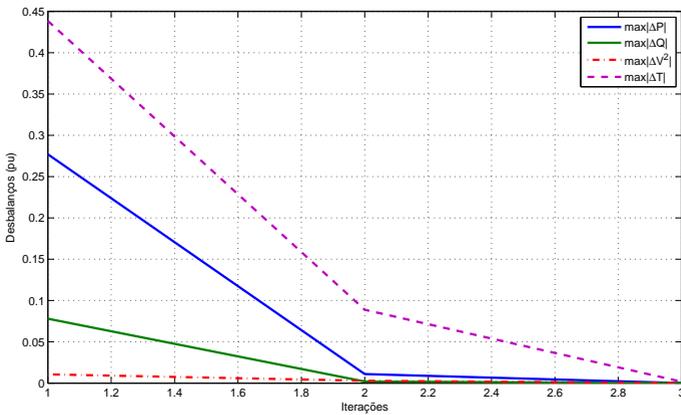


Figura 5.20 – Desbalanços no processo iterativo ( $\beta = 0$ )

variação da geração de potência ativa fosse dividida entre as unidades de uma área proporcionalmente a capacidade do gerador. Entretanto, verificou-se que geralmente a especificação dos fluxos nas linhas de intercâmbio conduz a uma solução do fluxo de potência na qual estes fatores de distribuição são ignorados.

Em relação ao tempo de execução, o fluxo de potência estendido convergiu em até 3,1 segundos, sendo que o processo que mais exigiu esforço computacional foi a rotina de fatoração Q-R do Matlab utilizada para obter a matriz de espaço nulo.

### 5.3 Simulações com o sistema equivalente

As simulações com o sistema elétrico equivalente apresentado no capítulo 3 visam observar os aspectos práticos da análise de intercâmbio entre áreas.

A escolha das barras reguladoras do sistema foi baseada na capacidade de regulação das usinas. Assim foram especificadas como barras reguladoras do sistema equivalente as barras correspondentes as usinas despachadas pelo ONS. Na Tabela 5.7 é apresentada a divisão do sistema equivalente em áreas, incluindo o número de barras reguladoras de cada áreas. Apesar das áreas possuírem quantidades semelhantes de barras de regulação, a capacidade de geração das áreas 1 e 2 é bem superior a da área 3 conforme apresentado no capítulo 3.

Tabela 5.7 – Barras reguladoras sistemas equivalente

Área	Barras	Barras Reguladoras
1	141	10
2	125	12
3	318	12
<b>Total</b>	<b>584</b>	<b>34</b>

Considerando as *barras reguladoras* apresentadas na Tabela 5.7 e os intercâmbios controlados conforme Tabela 3.4, o sistema linear subdeterminado a ser resolvido pelo método de Newton possui:

$$\begin{aligned} n_{eq} &= 1168 \text{ equações} \\ n_{vr} &= 1200 \text{ variáveis} \end{aligned}$$

Após analisar as características do sistema, os testes para análise dos intercâmbios da rede equivalente foram os seguintes:

1. determinação do máximo aumento de intercâmbio de potência ativa entre áreas considerando a carga fixa;
2. determinação do aumento de carga em todas as áreas mantendo o intercâmbio fixo;
3. determinação do aumento de carga na área 2, com aumento de intercâmbio da área 1 para 2, mantendo fixo o intercâmbio entre as áreas 2 e 3;

Para determinar a solução do caso base do sistema equivalente foi utilizado o fluxo de potência convencional. A solução para as barras reguladoras e de folga é apresentada na Tabela 5.8, os fluxos nas interligações são apresentados na Tabela 5.9 e a carga total e geração total nas barras reguladoras de cada área são apresentadas na Tabela 5.10.

Destaca-se que, na solução geral do fluxo de potência a geração total das barras reguladoras é acrescida das gerações nas barras PV não selecionadas para regulação, como algumas usinas eólicas, e também da geração das PCHs consideradas nas barras PQ, sendo a geração total do sistema 13879,34 MW.

### 5.3.1 Teste 1

O primeiro teste visa obter a solução do fluxo de potência considerando o limite de máximo de intercâmbio entre as áreas e mantendo a carga fixa (carga do caso base).

No sistema elétrico brasileiro, devido as características de carga e geração do estado do Rio Grande do Sul, uma variável considerada nos estudos elétricos é o limite de Fluxo para o Rio Grande do Sul (LFRS). O objetivo da determinação do LFRS é evitar subtensão inadmissível na região metropolitana de Porto Alegre, considerando as eventuais perdas simples de linhas da interligação entre o Rio Grande do Sul e Santa Catarina. Em geral, a determinação deste limite é realizada elevando a geração das usinas localizadas no Paraná e Santa Catarina e reduzindo a geração das usinas do Rio Grande do Sul, considerando um valor fixo de geração eólica e geração de PCH.

Visando a determinação do LFRS, foi obtida a solução do fluxo de potência correspondente ao máximo intercâmbio simultâneo entre as áreas 1 e 2 e entre as áreas 2 e 3, para assim maximizar o fluxo

Tabela 5.8 – Resultado do fluxo de potência das barras reguladoras - caso base

	Barra	V	delta	Pg	Qg
<b>Área 1</b>	804	0,960	-10,96	249,00	-60,87
	806	0,990	8,98	115,00	0,58
	808	1,000	6,40	1190,00	-102,51
	810	1,000	1,70	945,00	-289,88
	919	1,010	8,60	698,00	-24,68
	921	1,010	8,45	336,00	-13,04
	925	0,950	2,63	710,00	-397,88
	983	1,040	-4,74	338,00	17,58
	2475	0,990	9,31	115,00	-1,11
	9986	0,990	-2,24	272,00	59,43
<b>Área 2</b>	904	0,990	-2,18	1087,00	-524,45
	907	1,020	-20,27	25,00	14,31
	909	1,020	-18,54	33,00	25,02
	911	1,020	-15,94	208,00	61,41
	913	1,020	-14,52	322,00	82,52
	915	1,000	0,10	1094,00	-211,41
	1070	1,020	10,71	630,00	52,27
	1150	1,020	0,77	668,00	-30,90
	1157	1,020	-0,42	844,00	-57,98
	2836	1,020	2,66	116,00	18,48
	2863	1,040	-13,63	174,00	29,68
	9735	1,020	-2,66	181,00	-23,91
	<b>Área 3</b>	917	1,010	1,98	222,00
931		1,010	4,02	71,00	4,07
1155		1,010	-4,69	480,00	-35,32
1159		1,010	-9,45	124,00	5,65
1162		1,020	-2,32	172,00	67,41
1166		1,010	-8,31	123,00	6,81
1168		1,010	-9,08	99,00	2,73
1173		1,000	-14,64	210,00	-15,95
1175		1,010	-6,10	145,00	-11,67
1176		1,010	-5,71	62,00	-4,93
9218		1,020	3,67	73,00	2,84
9220		1,030	5,89	48,00	1,66
<b>Barra de Folga</b>	800	1,010	0,00	1097,14	-78,54

Tabela 5.9 – Fluxos nas interligações - caso base

	De	Para	MW	Mvar
interligação 1-2	834	943	89,95	-20,32
	834	943	88,07	-21,51
	852	1069	27,13	-0,02
	933	955	250,75	-133,33
	959	938	120,11	-122,56
	960	1015	115,93	-18,50
	960	1020	117,63	-24,35
	960	1020	124,38	-17,26
	1060	995	353,43	-179,34
	1060	995	333,45	-170,76
	1047	1069	45,12	-9,79
	<b>Total</b>		1666,01	
interligação 2-3	936	1325	136,16	17,86
	955	964	528,05	-147,15
	955	979	527,79	-211,97
	961	1163	-54,00	-13,28
	995	964	539,26	-162,55
	995	979	515,05	-240,57
	995	979	484,59	-232,81
	995	1045	69,34	-152,73
	995	1045	66,45	-172,92
	1069	1041	48,53	-26,52
	1069	1041	48,63	-26,49
	1071	1062	3,61	-5,28
	1071	1062	3,61	-5,29
	1071	1062	3,61	-5,28
		1071	1213	199,06
	<b>Total</b>		3119,82	

Tabela 5.10 – Carga e geração total - caso base

Área	$P_{d,tot}$ MW	$P_{g,tot}$ MW (Barras reguladoras)
1	4.318,50	4.968,00
2	3.860,20	5.382,00
3	5.309,80	1.829,00
<b>Total</b>	<b>13488,50</b>	<b>12179,00</b>

de potência ativa para a área 3 (Rio Grande do Sul). Considerando o fluxo nas interligações do caso base foi determinado um aumento de 92,69% no intercâmbio  $P_{12}$  e de 50,34% no intercâmbio  $P_{23}$ . A Tabela 5.11 apresenta o resultado dos intercâmbio e a Tabela 5.12 a solução do fluxo de potência para as barras reguladoras. Na Figura 5.21, pode ser observada a magnitude das tensões nas barras do sistema, as quais ficaram dentro do limite desejável, mesmo não sendo objeto de controle.

Tabela 5.11 – Intercâmbios entre áreas

	Inicial (MW)	Final (MW)
interligação 1-2	1.666,01	3.210,40
interligação 2-3	3.119,82	4.693,15

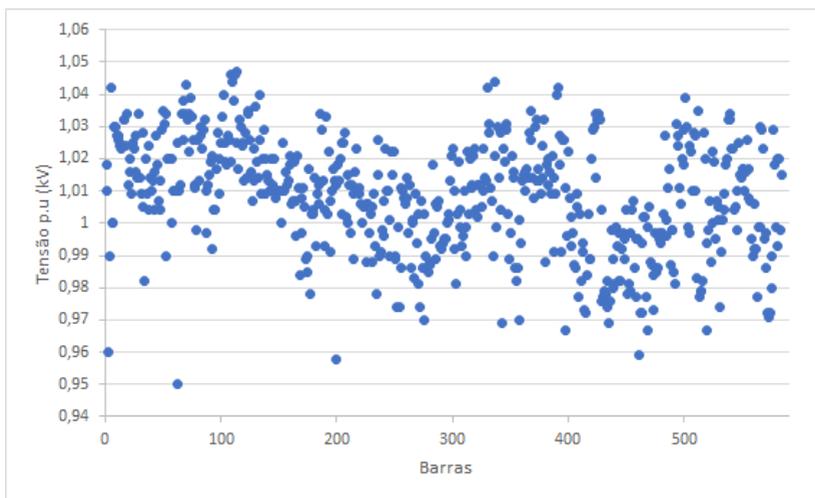


Figura 5.21 – Magnitude das tensões nas barras

Analisando a Tabela 5.12 podemos observar que a geração das áreas 1 e 2 foi maximizada, enquanto que a maioria das usinas da área 3 foi zerada mantendo-se apenas duas usinas em operação. Considerando a geração de cada usina na solução final, não foram verificadas violações em relação ao limite máximo e mínimo de cada usina.

Em termos de capacidade de geração deve ser observado que a área 2 ainda possui uma capacidade de geração não utilizada, a qual

Tabela 5.12 – Resultado do fluxo de potência das barras reguladoras - teste 1

	Barra	V	delta	Pg	$P_{gmax}$	$P_{gmin}$
Área 1	804	0,960	-14,25	259,145	260,00	15,00
	806	0,990	3,41	95,11	120,00	35,00
	808	1,000	4,38	1238,90	1240,00	235,00
	810	1,000	1,77	1260,00	1260,00	165,00
	919	1,010	4,66	728,00	728,00	130,00
	921	1,010	4,50	350,00	350,00	130,00
	925	0,950	6,86	1413,59	1420,00	300,00
	983	1,040	-6,16	348,70	352,00	60,00
	2475	0,990	5,20	119,56	120,00	35,00
	9986	0,990	-0,72	327,54	330,00	0,00
Área 2	904	0,990	-9,78	1008,47	1450,00	200,00
	907	1,020	-12,96	100,00	100,00	35,00
	909	1,020	-11,97	129,35	132,00	33,00
	911	1,020	-15,23	254,70	262,00	80,00
	913	1,020	-14,13	363,00	363,00	180,00
	915	1,000	-6,87	1097,59	1140,00	260,00
	1070	1,020	0,11	694,24	855,00	150,00
	1150	1,020	-8,20	596,56	696,00	180,00
	1157	1,020	-7,71	841,20	879,00	120,00
	2836	1,020	-17,85	57,15	121,00	15,00
	2863	1,040	-20,59	162,05	182,00	23,00
	9735	1,020	-12,14	129,05	189,00	32,00
	Área 3	917	1,010	-19,88	0,00	232,00
931		1,010	-20,56	0,00	74,00	19,00
1155		1,010	-27,73	262,62	500,00	75,00
1159		1,010	-29,65	0,00	130,00	20,00
1162		1,020	-31,37	26,99	180,00	15,00
1166		1,010	-29,65	0,00	129,00	20,00
1168		1,010	-29,67	0,00	103,00	16,00
1173		1,000	-38,13	0,00	350,00	175,00
1175		1,010	-31,59	0,00	152,00	40,00
1176		1,010	-32,05	0,00	125,00	32,00
9218		1,020	-25,95	0,00	77,00	16,00
9220		1,030	-29,21	0,00	51,00	8,00
Barra de Folga	800	1,010	0,00	1473,87	1674,00	240,00

poderia aumentar ainda mais o intercâmbio para a área 3. Porém, para atender as restrições de tensão na área 3 é necessário manter um geração interna a área. Em relação a tensão, é verificado que as tensões de todas as barras ficaram dentro do limite de regime permanente (0,95 pu a 1,05 pu).

Comparando com o sistema real brasileiro, segundo [5], a UHE Itaúba (barra 1155) possui grande influência sobre o valor do FRS, sendo que a redução de geração nesta usina é uma das que mais aumenta o valor de FRS. Entretanto, ela também auxilia o controle de tensão da região oeste do Rio Grande do Sul, conhecida por problema de controle de tensão (subtensão no verão e sobretensão no inverno). Na solução do fluxo de potência estendido, a UHE Itaúba (barra 1155) auxilia o controle de tensão, absorvendo potência reativa do sistema.

Em relação ao valor máximo de FRS, segundo [5] este limite é 5100 MW. Porém, são considerados nos cálculos a exportação de potência ativa na conversora de Garabi, a qual não foi considerada no sistema equivalente, e também um valor de recebimento de potência ativa pela região Sul (descrito no Capítulo 2). Considerando apenas as usinas da região Sul e a carga própria dos estados, os valores máximos de transferências entre os estados são compatíveis.

As Figuras 5.22 e 5.23 apresentam as variações dos desbalanços de potência ativa e reativa, tensão e intercâmbio e as das soluções, respectivamente. Neste teste foi atribuído o valor de  $\beta = 1,0$ .

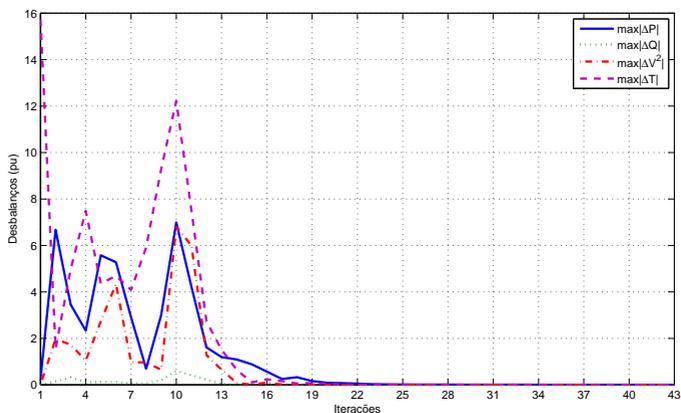


Figura 5.22 – Desbalanços no processo iterativo - teste 1

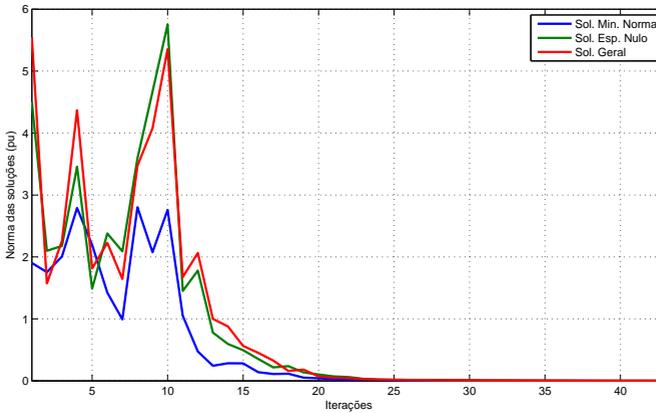


Figura 5.23 – Normas das soluções durante processo iterativo - teste 1

Podem ser observados a grande magnitude do desbalanço de intercâmbio na primeira iteração devido à variação de intercâmbio especificada. Na iteração 10 é verificado um pico no desbalanço de intercâmbio, devido à maximização conjunta dos dois intercâmbios. É observado também, que apesar da grande magnitude do desbalanço de intercâmbio no início do processo, é o desbalanço de potência ativa o último a satisfazer o critério de convergência, devido ao ajuste de potência da barra de folga. Devido ao valor de  $\beta$ , a solução de espaço nulo possui grande peso na solução geral, o que pode ser verificado na Figura 5.23.

### 5.3.2 Teste 2

No teste 2, foi considerado um aumento simultâneo de carga em todas as áreas mantendo o intercâmbio de potência ativa fixo (valor do caso base). Este teste visa situações onde a capacidade das linhas de transmissão que interligam duas áreas já está no limite máximo, ou então quando o CMO da área que ocorreu o aumento de carga é inferior aos das áreas interligadas sendo mais vantajoso suprir o aumento de carga com a geração interna da área.

Atualmente no sistema brasileiro, a região Nordeste passa por um período de seca intensa, estando os reservatórios das suas usinas hidroelétricas operando praticamente no nível mínimo. Para atender a carga da região Nordeste a capacidade de transferência da interligação

Norte-Sul, descrita no capítulo 2, vem sendo totalmente aproveitada. Porém, para fechar o balanço de energia, ainda é necessário uma geração interna na área Nordeste que é realizada com o despacho de usinas térmicas. Apesar de não ser possível simular esta situação com o sistema equivalente desenvolvido, este problema, onde é mantido um intercâmbio fixo entre áreas e considerado um aumento de carga para ser suprido com a geração interna da área, foi tomado como base para realizar este teste.

Considerando as cargas do caso base foi suposto um aumento de 10% de aumento de carga nas áreas 1 e 2 e um aumento de 2% na área 3. Os intercâmbios foram mantidos fixos e o valor de  $\beta$  foi especificado em 1. A Tabela 5.13 apresenta a variação de carga e a Tabela 5.14 mostra as gerações das barras reguladoras. Na Figura 5.24 pode ser observado a magnitude das tensões nas barras do sistema.

Tabela 5.13 – Carga ativa das áreas - teste 2

Área	$P_{dtot}$ MW (inicial)	$P_{dtot}$ MW (final)
1	4.318,50	4.750,30
2	3.860,20	4.246,20
3	5.309,80	5.416,00

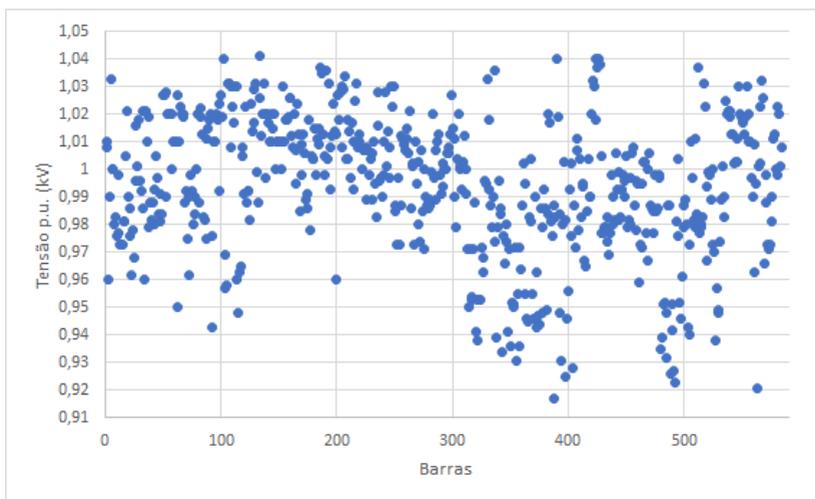


Figura 5.24 – Magnitude das tensões nas barras

Tabela 5.14 – Resultado do fluxo de potência das barras reguladoras - teste 2

	Barra	V	delta	Pg	$P_{gmax}$	$P_{gmin}$
Área 1	804	0,960	-17,95	234,81	260,00	15,00
	806	0,990	5,26	120,00	120,00	35,00
	808	1,000	3,19	1234,52	1240,00	235,00
	810	1,000	-0,51	1060,75	1260,00	165,00
	919	1,010	5,34	728,00	728,00	130,00
	921	1,010	5,17	350,00	350,00	130,00
	925	0,950	-0,74	710,33	1420,00	300,00
	983	1,040	-17,02	226,05	352,00	60,00
	2475	0,990	5,67	120,00	120,00	35,00
	9986	0,990	-15,27	226,55	330,00	0,00
Área 2	904	0,990	-5,85	1062,07	1450,00	200,00
	907	1,020	-12,84	100,00	100,00	35,00
	909	1,020	-11,37	132,00	132,00	33,00
	911	1,020	-14,72	262,00	262,00	80,00
	913	1,020	-13,81	363,00	363,00	180,00
	915	1,000	-3,12	1121,17	1140,00	260,00
	107	1,020	9,50	706,59	855,00	150,00
	115	1,020	-2,30	696,00	696,00	180,00
	1157	1,020	-3,63	873,27	879,00	120,00
	2836	1,020	-1,04	121,00	121,00	15,00
	2863	1,040	-19,18	182,00	182,00	23,00
	9735	1,020	-5,96	189,00	189,00	32,00
	Área 3	917	1,010	-0,67	232,00	232,00
931		1,010	1,43	74,00	74,00	19,00
1155		1,010	-7,06	500,00	500,00	75,00
1159		1,010	-12,74	130,00	130,00	20,00
1162		1,020	-4,70	180,00	180,00	15,00
1166		1,010	-11,52	129,00	129,00	20,00
1168		1,010	-12,41	103,00	103,00	16,00
1173		1,000	-18,67	211,20	350,00	175,00
1175		1,010	-8,73	152,00	152,00	40,00
1176		1,010	-3,86	106,50	125,00	32,00
9218		1,020	1,23	77,00	77,00	16,00
9220		1,030	3,84	51,00	51,00	8,00
Barra de Folga	800	1,010	0,00	1522,89	1674,00	240,00

Analisando as Tabelas 5.13 e 5.14, verifica-se que cada área supre seu próprio aumento de carga. A área 1 teve um aumento de 431,80 MW de carga e 468,80 MW de geração, a área 2 teve um aumento de 386,00 MW de carga e 426,11 MW de geração, e a área 3 teve um aumento de 106,20 MW de carga e 116,72 MW de geração, mantendo assim os intercâmbios entre as áreas fixos. Pode ser verificado que a geração da área 3 foi praticamente maximizada. Assim, para uma carga na área 3 maior que 5.416,00 MW, o intercâmbio  $P_{12}$  deve ser aumentado. Por ter sido considerado um aumento padrão de carga em todas as barras, algumas barras de carga apresentaram tensão abaixo de 0,95 p.u. na solução final. No sistema real algumas dessas barras operam com tensão abaixo do limite em situação de carga elevada, como as barras de 13,8 kV e 34,5kV da SE São Mateus do Sul.

Na Figura 5.25 são apresentadas as variações dos desbalanços de potência ativa e reativa, tensão e intercâmbio. Como já era esperado, por ter sido realizado um aumento de carga ativa no sistema o desbalanço de potência ativa foi o que apresentou maior magnitude. Na Figura 5.26 podem ser observadas as variações das normas das soluções. Conforme já mencionado acima devido ao valor determinado de  $\beta$  a solução de espaço nulo possui grande peso na solução geral.

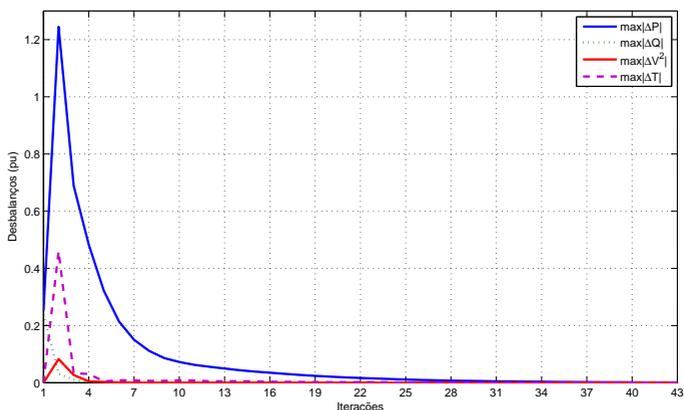


Figura 5.25 – Desbalanços no processo iterativo - teste 2

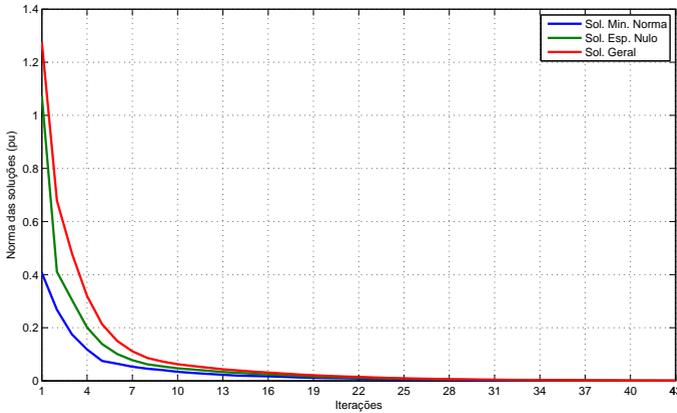


Figura 5.26 – Normas das soluções durante processo iterativo - teste 2

### 5.3.3 Teste 3

Este teste da consiste em supor determinado um aumento 10% de carga ativa na área 2 com aumento de 25% intercâmbio da área 1 para a área 2, mantendo fixo o intercâmbio da área 2 para a área 3. Este teste visa situações onde é melhor suprir um aumento interno de carga importando geração de outra área que usando a própria geração interna.

No sistema brasileiro, apesar do CMO da região Sul ser único, cada estado possui uma bacia hidrográfica diferente. No Paraná a maioria das usinas está na bacia do Iguaçu, em Santa Catarina na bacia do Uruguai e no Rio Grande do Sul na bacia do Jacuí. Devido as diferenças entre estas bacias hidrográficas e entre as capacidades dos reservatório das usinas, nos estudos elétricos de curto prazo são considerados os desbalanços de energia entre as bacias. Assim neste teste foi considerado um aumento de carga em Santa Catarina atendido pelas usinas do Paraná.

Nas Tabelas 5.15 e 5.16 são apresentadas as variações de carga das áreas e de intercâmbio, respectivamente. Na Tabela 5.17 é apresentado o resultado do fluxo de potência das barras reguladoras das áreas 1 e 2. Como não foi suposto um aumento de carga na áreas 3 e o intercâmbio  $P_{23}$  foi considerado fixo, o resultado das barras reguladoras da área 3 é semelhante ao resultado do caso base. Na Figura 5.27 pode

ser observada a magnitude das tensões nas barras do sistema.

Tabela 5.15 – Carga ativa das áreas - teste 3

Área	$P_{dtot}$ MW (inicial)	$P_{dtot}$ MW (final)
1	4.318,50	4.318,50
2	3.860,20	4.246,20
3	5.309,80	5.309,80

Tabela 5.16 – Intercâmbios entre áreas - teste 3

	Inicial (MW)	Final (MW)
interligação 1-2	1.666,01	2.082,50
interligação 2-3	3.119,82	3.119,82

Analisando as tabelas acima podemos concluir que a solução do fluxo de potência estendido atendeu os requisitos de intercâmbio e carga de determinados inicialmente. O intercâmbio  $P_{12}$  aumentou 25%, elevando as gerações das usinas da área 1 em 437,48 MW, e mantendo o somatório das gerações da área 2 fixo, atendendo assim o aumento de carga de 386,00 MW na área 2. Em relação a tensão pode ser observado que em 4 barras do sistema a tensão ficou abaixo do limite mínimo de 0,95 p.u. isto ocorreu em barras de carga da área 2 devido ao aumento padrão de carga na área.

Nas Figura 5.25 e 5.26 são apresentadas as variações dos desbalanços de potência ativa e reativa, tensão e intercâmbio e as normas das soluções, respectivamente. Pode ser observada a grande magnitude do desbalanço de intercâmbio nas primeiras iterações e também o desbalanço de potência ativa sendo o ultimo a satisfazer o critério de convergência devido a solução de espaço nulo. Neste teste também foi considerado  $\beta = 1$  dando grande peso a solução de espaço nulo, o que explica a maior magnitude desta solução em relação a solução de mínima norma Euclidiana.

## 5.4 Conclusão

Neste capítulo foram realizados diversos testes com a metodologia proposta afim de observar as suas vantagens e desvantagens.

Tabela 5.17 – Resultado do fluxo de potência das barras reguladoras - teste 3

	Barra	V	delta	Pg	$Pg_{max}$	$Pg_{min}$
Área 1	804	0,960	-17,93	215,87	260,00	15,00
	806	0,990	6,20	120,00	120,00	35,00
	808	1,000	3,43	1240,00	1240,00	235,00
	810	1,000	-0,82	1036,17	1260,00	165,00
	919	1,010	5,79	728,00	728,00	130,00
	921	1,010	5,63	350,00	350,00	130,00
	925	0,950	-0,74	721,86	1420,00	300,00
	983	1,040	-15,38	228,36	352,00	60,00
	2475	0,990	6,55	120,00	120,00	35,00
	9986	0,990	-14,76	197,76	330,00	0,00
Área 2	904	0,990	-6,82	1031,58	1450,00	200,00
	907	1,020	-28,91	0,00	100,00	35,00
	909	1,020	-20,73	75,09	132,00	33,00
	911	1,020	-20,44	238,49	262,00	80,00
	913	1,020	-19,08	355,35	363,00	180,00
	915	1,000	-4,72	1060,24	1140,00	260,00
	107	1,020	8,18	682,91	855,00	150,00
	115	1,020	-4,26	652,67	696,00	180,00
	1157	1,020	-5,46	813,41	879,00	120,00
	2836	1,020	-1,75	121,00	121,00	15,00
	2863	1,040	-19,78	181,92	182,00	23,00
	9735	1,020	-8,04	169,12	189,00	32,00
	Barra de Folga	800	1,010	0,00	1544,58	1674,00

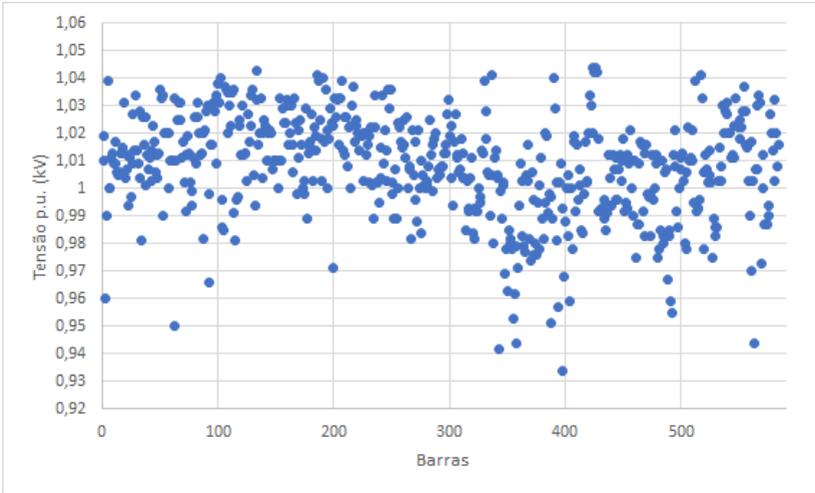


Figura 5.27 – Magnitude das tensões nas barras

Utilizando o sistema teste IEEE 118-barras, foi verificada a influência das soluções de mínima norma Euclidiana e de espaço nulo na solução geral do fluxo de potência estendido para controle de intercâmbio. Também foi verificado o efeito do escalar  $\beta$ , utilizado para obter uma solução geral mais equilibrada em termos das duas soluções, na geração das barras reguladoras e barra de folga do sistema.

Com o sistema equivalente foram realizados testes visando avaliar a metodologia proposta em situações de controle de intercâmbio que ocorrem no sistema elétrico brasileiro. Os resultados desses testes mostram que a metodologia apresentada fornece soluções bastante razoáveis, o que pode ser verificado tomando-se como referência dados apresentados na literatura.

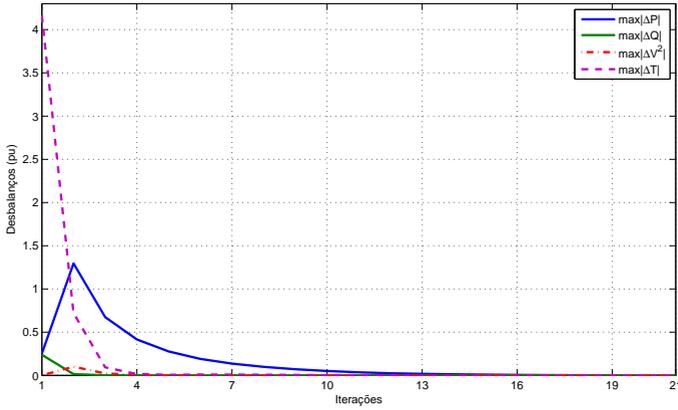


Figura 5.28 – Desbalanços no processo iterativo - teste 3

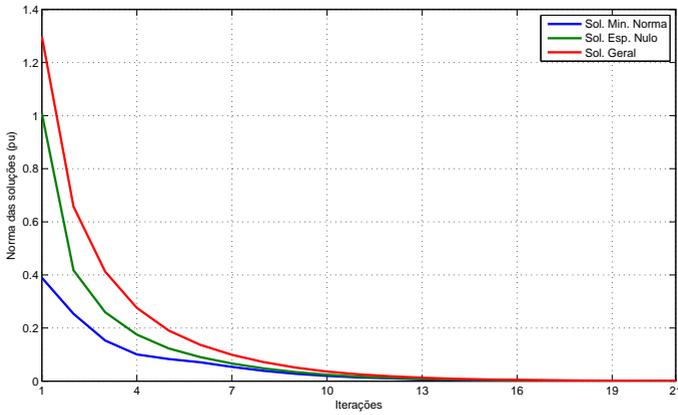


Figura 5.29 – Normas das soluções durante processo iterativo - teste 3

## 6 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma abordagem para considerar o intercâmbio de potência entre áreas no problema de fluxo de potência. Inicialmente apresentou-se uma introdução ao assunto de controle de intercâmbio entre áreas (CIA). Também foi apresentada uma revisão bibliográfica sobre o assunto, abordando as duas estratégias geralmente utilizadas para o CIA com suas vantagens e desvantagens.

Na sequência, abordou-se o problema de controle de intercâmbio entre áreas no sistema elétrico brasileiro. Foi apresentada uma descrição dos intercâmbio no SIN e a metodologia utilizada pelo operador brasileiro para a determinação dos limites de intercâmbio entre áreas. Também foi enfatizada a importância dos intercâmbios entre áreas nos estudos e operação de sistemas elétricos.

A seguir foram apresentados os fundamentos teóricos de equivalentes de redes e o sistema equivalente desenvolvido neste trabalho. O desenvolvimento deste equivalente teve por objetivo testar a metodologia proposta em situações semelhantes às que ocorrem no sistema elétrico brasileiro. Destaca-se que não são encontrados na literatura equivalentes do sistema brasileiro que forneçam resultados satisfatórios em todos os aspectos da análise de redes em regime permanente.

Posteriormente apresentou-se a metodologia proposta para a inclusão das restrições de intercâmbio na solução do problema de fluxo de potência e sua modelagem matemática. Primeiramente foi apresentada a formulação do fluxo de potência em coordenadas retangulares e em seguida a expansão do problema de fluxo de potência para incluir as restrições de intercâmbio. Também foi abordado o conceito de *barras reguladoras* e as alternativas para determinar a geração de potência ativa nessas barras. Por fim, foi apresentada a metodologia proposta, onde a estratégia utilizada para incorporar as restrições de fluxo de potência ativa nos intercâmbios foi determinar inicialmente uma solução geral e posteriormente calcular a solução particular de acordo com um critério pré-estabelecido. A determinação desta estratégia teve como objetivo evitar a inviabilidade na solução do fluxo de potência, por efeito de conflito entre as restrições de intercâmbio e a disponibilidade das *barras reguladoras* para a compensação dos desbalanços no fluxo de potência.

A adição das restrições de intercâmbio ao problema de fluxo de potência convencional resulta em um sistema de equações subdeterminado a ser resolvido a cada iteração, onde a solução geral é dada em

termos de duas outras soluções, uma determinada de acordo com a mínima norma Euclideana e outra determinada através da matriz de espaço nulo do sistema linear. A solução de espaço nulo teve por objetivo minimizar os desvios quadráticos da potência ativa gerada nas barras reguladoras com relação ao valor de referência através de um problema de otimização de porte reduzido.

Foram ainda apresentados os resultados numéricos da solução do problema de fluxo de potência considerando o controle de intercâmbio entre áreas. Nas análises realizadas, foram utilizados o sistema-teste IEEE 118-barras e o sistema equivalente desenvolvido com o objetivo de avaliar o desempenho matemático e a qualidade das soluções do controle de intercâmbio, respectivamente. Do ponto de vista de desempenho do processo iterativo, considerando o número de iterações e o tempo de processamento, a metodologia proposta apresentou um desempenho satisfatório, sendo que o processo que mais consumiu tempo de processamento foi a determinação da matriz de espaço nulo. Do ponto de vista matemático, pode-se concluir que a adição da solução de espaço nulo garantiu uma melhor distribuição de potência ativa nas barras reguladoras, melhorando a viabilidade da solução do fluxo de potência com CIA. Entretanto, foram necessárias iterações extras para a convergência do processo iterativo, principalmente do desbalanço de potência ativa.

Do ponto de vista de qualidade das soluções do estudo de intercâmbio entre áreas, a metodologia proposta apresentou resultados bastante consistentes. Os resultados indicam os benefícios de inserir o controle de intercâmbio como variável do fluxo de potência, principalmente em relação ao tempo de análise, onde diferentes cenários de intercâmbio podem ser facilmente obtidos. Os resultados obtidos com o sistema equivalente representam situações reais do sistema elétrico brasileiro onde o intercâmbio de potência entre áreas possui papel fundamental na análise de regime permanente.

Desta forma, os maiores benefícios esperados a partir da metodologia proposta são:

- Maior viabilidade da solução do fluxo de potência com restrições de intercâmbio;
- Melhor distribuição de geração de potência ativa nas *barras reguladoras*;
- Menor tempo de análise em estudos elétricos onde o intercâmbio entre áreas é um fator preponderante;

## 6.1 Sugestões para trabalhos futuros

Considerando as dificuldades encontradas neste trabalho, sugere-se:

- Análise do fluxo de potência entre áreas considerando potência ativa e reativa. Por ter se baseado na metodologia que o operador brasileiro utilizada nos estudos de intercâmbio, este trabalho utilizou-se apenas o controle de potência ativa.
- Análise de contingências considerando o controle de intercâmbio entre áreas.
- Determinação da geração das barras reguladoras através das *equações de alinhamento* e comparação desta com o despacho obtido através da equação de parametrização utilizada neste trabalho.
- Desenvolvimento de um rotina operacional para determinar a matriz de espaço nulo. Neste trabalho foi utilizada a função de transformação ortogonal disponível no aplicativo computacional Matlab, porém verificou-se que esta operação foi a que mais consumiu tempo do processo iterativo.
- Inclusão de todas as barras no processo de otimização.
- Inclusão dos aspectos do controle de potência reativa a tensão.



## REFERÊNCIAS

- [1] BRASIL, C. da Memória da Eletricidade no. *História da operação do sistema interligado nacional*. Rio de Janeiro, Brasil.: [s.n.], 2003.
- [2] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <www.ons.org.br>.
- [3] ONS. *Plano da Operação Elétrica 2017/2018 - Volume II Interligações*. Re-3 094/2016. [S.l.], 2016. Disponível em: <www.ons.org.br>.
- [4] COSTA, A. J. S.; SALGADO, R. S. *Análise de Segurança em Sistemas de Potência*. Florianópolis, Brasil.: [s.n.], 2011.
- [5] ONS. *Diretrizes para operação elétrica com horizonte quadrimestral maio - agosto 2017*. Re-3 032/2017. [S.l.], 2017. Disponível em: <www.ons.org.br>.
- [6] MORAES, G. *Soluções Alternativas das Equações Estáticas da Rede Elétrica Considerando o Controle QV*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015.
- [7] SHAABAN, M. et al. Calculation of total transfer capability incorporating the effect of reactive power. *Electric Power System Research*, v. 64, p. 181–188, 2003.
- [8] ECHAVARREN, F. M. et al. Formulation, computation and improvement of steady state security margins in power systems. Part 1: theoretical framework. *Electric Power System Research*, v. 33, p. 340–346, 2011.
- [9] IBSAIS, A.; AJJARAPU, V. Voltage stability-limited interchange flow. *Electric Power System Research*, v. 38, p. 91–95, 1996.
- [10] OKAMURA, M. et al. A new power flow model and solution method - including load and generator characteristics and effects of system control devices. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 94, n. 3, p. 1042–1050, May-June 1975.

- [11] CALOVIC, M. S.; STREZOSKI, V. C. Calculation of steady-state load flows incorporating system control effects and consumer self-regulation characteristics. *International Journal of Electric Power and Energy Systems*, v. 3, n. 2, p. 65–74, April 1981.
- [12] SANTOS, M. J. et al. Uma nova proposta para o controle de intercâmbio entre áreas. *Revista Brasileira de Automação e Controle*, v. 15, n. 4, p. 449–458, Nov-Dez 2004.
- [13] CARHUALLANQUI, H. A.; ALVES, D. A. Fluxo de carga continuado considerando o controle de intercâmbio entre áreas. In: *Anais do XIX Congresso Brasileiro de Automática, CBA 2012*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1506–1513.
- [14] SANT’ANNA, E. e. a. Cálculo de limites de intercâmbio em sistemas de grande porte através de ferramentas de otimização. In: *Anais do XI Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, SEPOPE*. [S.l.: s.n.], 2009.
- [15] SANTANNA, E. G. S. e. a. Limites de intercâmbio em sistemas de grande porte via otimização. In: *XVII Congresso Brasileiro de Automática - CBA*. Juiz de Fora: Anais do XVII Congresso Brasileiro de Automática., 2008.
- [16] CEPEL. *Manual do Programa de Análise de Redes - ANAREDE*. 10.01.03. ed. [S.l.].
- [17] MONTICELLI, A. J. *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. [S.l.]: Editora Edgard Blücher, 1983.
- [18] IWAMOTO, S.; TAMURA, Y. A fast load method retaining non-linearity. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 97, n. 5, p. 1586–1599, Sep/Oct 1978.
- [19] QIN Z. YANG, Y. Vectorization implementation of optimal power flow in rectangular form based on interior point method. In: *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society General Meeting - Delivery of the Electrical Energy in the 21-st Century*. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–6.
- [20] COSTA, A. J. S.; JR., S. I. S.; SALGADO, R. S. Equality constraints in power system state estimation via orthogonal row-processing techniques. In: *Proceedings of the IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems*. [S.l.: s.n.], 1985. p. 43–49.

- 
- [21] HANSON, R. J.; LAWSON, C. L. *Extensions and applications of the Householder algorithm for solving linear least squares problems*. [S.l.]: Math. Comput., 1969.
- [22] LIN, S. S.; HORNG, S. C. A more general parallel dual-type method and application to state estimation. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 33, n. 3, p. 799–804, March 2011.
- [23] PSERC. *Electric Power Transfer Capability: Concepts, Applications, Sensitivity and Uncertainty*. Pserc 01-34. [S.l.], 2014. Disponível em: <[www.pserc.cornell.edu/tcc/](http://www.pserc.cornell.edu/tcc/)>.



***APÊNDICE A – Capacidade de transferência***



Como já foi mencionada neste trabalho transferir grandes quantidades de energia através de longas distância é essencial tanto economicamente como para suprir a demanda de energia em inúmeros países. Na América do Norte países como EUA e Canadá operam interligados visando estes benefícios.

Assim como o operador brasileiro o NERC (North American Electric Reliability Corporation) responsável por assegurar a confiabilidade e segurança do sistema de energia na América do Norte possui definições sobre a capacidade do seu sistema de transmissão. Em [23], é apresentado dois índices importantes para determinar a capacidade de um sistema de transmissão. Um é a capacidade total de transferência (TTC) e o outro é a capacidade disponível de transferência (ATC). A capacidade total de transferência pode ser definida como o valor máximo de intercâmbio de potência ativa entre duas áreas conectadas, que atende todas as condições pré e pós contingência para se obter um sistema seguro e confiável. A capacidade disponível de transmissão indica o montante que o intercâmbio de potência ativa pode ser acrescido sem comprometer a segurança do sistema, ou seja, a capacidade de transferência remanescente no sistema físico para transações futuras.

## **A.1 CAPACIDADE TOTAL DE TRANSFERÊNCIA**

No cálculo da capacidade de transferência deve ser utilizado um modelo de rede que reflita as condições operativas que podem ocorrer em tempo real, como perdas de unidades geradoras, linhas de transmissão e também diferentes patamares de cargas. Um dos propósitos do cálculo da capacidade de transferência é determinar a quantidade de geração perdida em uma contingência pode ser restituída com reservas de potência e também as restrições limitantes em cada circunstância.

Além de considerar diferentes suposições em relação as fontes geradoras, os cálculos da capacidade de transferência são repetidos assumindo diferentes patamares de carga ou incremento de cargas, coincidentemente com contingência em ramos de transmissão.

### **A.1.1 Determinação da TTC**

Dependendo do tipo de aplicação a determinação da capacidade de transferência necessita de um conjunto de suposições (patamares de carga, rede, contingências) fixas a serem computadas. O objectivo de

mudar as suposições é determinar a capacidade de transferência mais apropriada para a aplicação desejada.

Por exemplo, pode-se desejar saber qual a contingência que mais limita a transferência de potência entre duas áreas, ou a máxima transferência dentro de um conjunto de contingências determinadas. Outro estudo interessante é determinar a máxima transferência de potência entre áreas porém mantendo a rede fixa e variando o local de importação e exportação para avaliar os efeitos da localização da energia de reserva sob a segurança do sistema.

Determinar a capacidade de transferência em tempo real necessita analisar diferentes contingências em ramos sujeitos a um limitado conjunto de fontes importadoras e exportadoras. Porém, calcular a capacidade de transferência para um período de uma semana ou mais requer análises em diferentes padrões de carga, fontes geradoras, e áreas importadoras e exportadoras, ou seja, análises de longo prazo geralmente consideram de uma grande variedade de condições e suposições, como diferentes patamares de cargas, configurações da rede e compromissos de geração. Já as análises de curto prazo, devido ao tempo disponível e requerida precisão dos resultados, possui um limitado conjunto de condições.

Determinar índices como a capacidade de transferência disponível (ATC) e margem de transferência confiável (TRM) geralmente necessitam que o cálculo da TCC seja repetido para múltiplas combinações de casos bases, contingências e direções nos fluxos de potência. O processo para definir o valor da capacidade de transferência entre duas áreas envolve os seguintes passos [23]:

- Estabelecer as condições iniciais apropriadas para o período de estudo;
- Calcular a capacidade de transferência para um caso base contendo as condições iniciais;
- Determinar e aplicar mudanças nas condições iniciais.
- Recalcular a capacidade de transferência.

Entre as condições iniciais que devem ser especificadas destacam-se:

- Despacho de geradores;
- Demandas;
- Modelos de sistema de potência;

- Topologia da rede.

O cálculo do TCC pode ser implementado utilizando diferentes modelos e técnicas computacionais. Segundo [23] o mais conveniente e normalmente utilizado é primeiramente usar o modelo de fluxo de potência DC para estabelecer o limite da capacidade de transferência devido os limites térmicos e após verificar os casos limites utilizando o modelo AC para detectar possíveis restrições de tensão. Também podem ser utilizados o método da continuação ou aproximações como o fluxo de potência ótimo onde os ajustes de controle é realizado automaticamente no processo de otimização.

## A.2 CAPACIDADE DISPONÍVEL DE TRANSFERÊNCIA

Um dos principais índices obtidos a partir da capacidade total de transferência é a capacidade disponível de transferência (ATC). Ele indica o montante que o intercâmbio de potência ativa pode ser acrescido sem comprometer a segurança do sistema, ou seja, a capacidade de transferência remanescente no sistema físico para transações futuras.

O valor da ATC afeta tanto a segurança do sistema como os lucros obtidos em transações de energia. No sistema Europeu onde as transações do mercado de energia são realizadas entre países diferentes este índice é de suma importância.

Para determinar o valor correto da capacidade disponível de transferência primeiramente um horizonte de tempo é estabelecido e um caso base seguro é escolhido, determinando assim a capacidade total e transferência.

Matematicamente a capacidade disponível de transferência é definida como [23]:

$$\begin{aligned}
 \textit{Capacidade Disponível de Transferência (ATC)} = & \\
 & \textit{Capacidade Total de Transferência (TTC)} \\
 & \quad - \textit{Compromissos de transmissão} \\
 - \textit{Margem de Confiabilidade de Transmissão (TRM)} & \\
 & \quad - \textit{Margem de Capacidade de Benefício (CBM)} \\
 & \qquad \qquad \qquad (A.1)
 \end{aligned}$$

onde, a Margem de Confiabilidade de Transmissão é definida como um valor necessário para assegurar a segurança do sistema interligado de-

vido as incertezas nas condições do sistema de potência. Segundo [23], podemos determinar dois tipos de incertezas no cálculo:

### **Incertezas no Caso Base**

- Exatidão dos parâmetros da rede;
- Aproximações no cálculo computacional;
- Efeitos negligenciados nos dados (Ex. o efeito a temperatura no limite das linhas).

### **Incertezas Devido a Condições Operacionais**

Estas incertezas geralmente crescem quando longo períodos são considerados.

- Temperatura, umidade e tempo;
- Mudanças nos parâmetros da rede;
- Mudanças do despacho;
- Mudanças na topologia da rede.