



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

**MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA:
UMA PROPOSTA PARA A ALOCAÇÃO DOS CUSTOS
DE PERDAS EM SISTEMAS DE TRANSMISSÃO**

JOÃO GUILHERME DE CARVALHO COSTA

Tese submetida ao
INSTITUTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIFEI
como requisito parcial para obtenção do título de
Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva

Agosto 2003
Itajubá – MG – Brasil

AGRADECIMENTOS

- Ao Professor Armando, pelo ótimo trabalho de orientação, ensinamentos, compreensão e auxílio prestados durante estes preciosos anos de trabalho e convivência.
- Ao Dr. João Carlos de Oliveira Mello (anteriormente no MAE); Sr. José C. de Abreu, Dr. Jean Albino e Sr. Jean Miura (MAE); Srs. Sérgio P. Romero, Luiz Guilherme Marzano e Roberto Caldas (CEPEL); Sr. C. Dornellas (Duke Energy); Sr. Rodolfo Treistman (ONS); Dr. Jonathan J. Hedgecock (PPA); Drs. Sérgio Granville e Mário V. F. Pereira (PSR); Sra. Jurema B. Ludwig (Furnas) e membros da Força-Tarefa “Fatores de Perdas Aplicados na Medição do MAE”, pelas discussões que permitiram o aprimoramento do *Modelo Básico*.
- Aos meus pais Benedicto e Maria Lauzina, ao meu irmão Marcus Lázaro e à minha noiva Ellen Priscila, por todo o incentivo, apoio e compreensão, sempre dispensados a mim.
- Aos Professores Antônio E. Hermeto e Renato A. Faria Nunes pelo apoio prestado desde o meu ingresso no programa de pós-graduação da Universidade Federal de Itajubá.
- Ao CNPq pelo apoio financeiro.

*Aos meus pais Benedicto e Maria Lauzina,
Ao meu irmão Marcus Lázaro, e
À minha noiva Ellen Priscila.*

RESUMO

Este trabalho apresenta uma nova metodologia para alocar perdas entre os participantes de um mercado de energia elétrica. A abordagem proposta é baseada em análise incremental de perdas na transmissão, sendo implementada através de dois modelos: *Básico* e *Estendido*. No *Modelo Básico*, as perdas totais são estimadas através das equações do fluxo de potência linear DC, enquanto o *Modelo Estendido* utiliza diretamente a formulação exata AC.

O conceito de *Centro de Perdas* é utilizado; uma barra *fictícia* do sistema onde as transações são compensadas para considerar as perdas na transmissão. Ambos os modelos provêm uma divisão das perdas entre os geradores e as cargas em uma proporção predefinida, por exemplo, 50:50% para cada classe de participante.

No que se refere à operação de sistemas interligados, deve-se reconhecer que as limitações físicas de transferência entre áreas contribuem para o surgimento de submercados, que se caracterizam por oferecer diferentes preços para seus consumidores. Neste contexto, torna-se estratégico avaliar a influência dos intercâmbios de potência nas perdas do sistema, tendo-se em mente que os esquemas de preços das áreas envolvidas não deve ser afetado.

Assim, a formulação proposta é generalizada para identificar através de uma técnica de decomposição, a quantidade perdas que cada participante do mercado provoca em todas as áreas do sistema. O conceito de *perdas de intercâmbio* é introduzido: o montante total de perdas ocorridas fora de um dado submercado, que tenham sido causadas pelos participantes do mesmo. Alguns critérios para dividir as perdas de intercâmbio entre os agentes do sistema são apresentados e discutidos.

Diversos aspectos importantes relacionados com a *justiça* e a *transparência* da alocação são ilustrados através de aplicações numéricas com o *IEEE Reliability Test System* e outros sistemas-teste. Os resultados obtidos são discutidos em detalhes.

ABSTRACT

This work presents a new methodology for allocating transmission losses to the participants of an electric energy market. The proposed approach is based on the incremental transmission loss concept and is implemented through two models: *Basic* and *Extended*. In the *Basic Model*, the total system losses are estimated through the linear DC load flow equations, while the *Extended Model* uses the exact AC formulation.

The concept of *Center of Losses* is used; a *fictitious* bus in the system network where all transactions are compensated for transmission losses. Both models provide a sharing of transmission losses among generators and loads based on a pre-defined proportion, for instance, 50:50% for each participant class.

Concerning the operation of interconnected systems, it is recognized that the physical limitations of transfers between areas/subsystems contribute to the appearing of sub-markets, characterized by offering different prices to their customers. In this new context, it becomes strategic to evaluate the influence of power interchanges on the total system losses, bearing in mind that the price schemes of the involved areas should not be affected.

Thus, the proposed formulation is generalized in order to identify through a decomposition technique, the amount of losses that each participant in the market causes on all system areas. The concept of *interchange losses* is introduced: the total amount of losses that occurs outside a given market whose agents are responsible for causing them. Some criteria to share these losses among the market agents are presented and discussed.

Several important aspects related with the allocation *fairness* and *transparency* are illustrated by numerical applications with the *IEEE Reliability Test System* and other test systems. The corresponding results are deeply discussed.

SUMÁRIO

Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xiii
Lista de Abreviaturas e Símbolos	xvi
Capítulo 1: Introdução	1
1.1. Considerações Iniciais	1
1.2. Desenvolvimento Histórico	2
1.3. Estrutura da Tese	6
Capítulo 2: Análise de Sistemas em Regime Estacionário: Aspectos Gerais	8
2.1. Introdução	8
2.2. Fluxo de Potência Não-Linear AC	9
2.2.1. Formulação Básica do Problema	9
2.2.2. Equações de Fluxo de Potência	10
2.2.3. Solução do Fluxo de Potência	11
2.2.4. Perdas no Sistema de Transmissão	13
2.3. Fluxo de Potência Linear DC	13
2.3.1. Linearização	13
2.3.2. Fluxos nos Circuitos	15
2.3.3. Estimativa DC para Perdas	19
2.4. Equivalentes Externos	22
2.4.1. Considerações Iniciais	22
2.4.2. Equivalente Ward – Modelo Linear	23
2.4.3. Equivalente Ward – Modelo Não-Linear	26
2.5. Comentários Finais	27
Capítulo 3: Alocação de Perdas: Abordagem Baseada em Análise Incremental	28
3.1. Introdução	28
3.2. Formulação Matemática – Modelo Básico (MB)	29
3.2.1. Modelo Linear para Perdas	29

3.2.2. Estratégia para Divisão de Perdas	32
3.2.3. Fatores de Perdas	33
3.2.4. Centro de Referência para Perdas	34
3.2.5. Fatores de Ajuste	36
3.2.6. Correções Necessárias	38
3.2.7. Algoritmo para Determinação dos Fatores de Perdas – Modelo Básico	43
3.3. Formulação Matemática – Modelo Estendido (ME)	45
3.3.1. Cálculo de Perdas	45
3.3.2. Modelo para Perdas	47
3.3.3. Estratégia para Divisão de Perdas	52
3.3.4. Fatores de Perdas	53
3.3.5. Correções Necessárias	53
3.3.6. Algoritmo	54
3.4. Aplicação Numérica	56
3.4.1. Descrição do Sistema	56
3.4.2. Modelo Básico	57
3.4.3. Modelo Estendido	58
3.5. Análise de Sensibilidade	59
3.5.1. Teste 1: Divisão Proporcional aos Volumes nas Barras (Pro Rata)	59
3.5.2. Teste 2: Barra com Geração e Carga	61
3.5.3. Teste 3: Distância Elétrica e Montante de Potência	64
3.6. Comentários Finais	66
Capítulo 4: Sistemas Interligados	67
4.1. Introdução	67
4.2. Soluções Inicialmente Avaliadas	68
4.2.1. Primeiro Método: Rede “Desacoplada”	68
4.2.2. Segundo Método: Equivalente Ward	71
4.2.3. Deficiências dos Métodos Iniciais e Características Desejáveis	74
4.3. Decomposição de Fatores de Perdas	75
4.3.1. Cálculo das Perdas do Sistema	75
4.3.2. Fatores de Perdas Iniciais	75
4.3.3. Centro de Perdas	78
4.3.4. Fatores de Perdas Finais	79

4.4. Perdas Próprias e Perdas de Intercâmbio	81
4.4.1. Definições	81
4.4.2. Perdas de Intercâmbio – Possibilidades de Alocação	83
4.4.3. Ajustes entre Centros de Perdas – Proposta I	84
4.4.4. Ajustes entre Centros de Perdas – Proposta II	89
4.5. Aplicação Numérica	94
4.5.1. Descrição do Sistema	94
4.5.2. Resultados Obtidos – Modelo Básico	95
4.5.3. Resultados – Modelo Estendido	96
4.5.4. Alocação das Perdas de Intercâmbio	98
4.6. Comentários Finais	105
Capítulo 5: Aspectos Complementares	107
5.1. Introdução	107
5.2. Agentes Conectados em Áreas Não-Supervisionadas	108
5.2.1. Considerações Iniciais	108
5.2.2. Descrição do Problema e Tratamento Proposto	108
5.2.3. Exemplo	114
5.3. Agentes Isentos do Rateio de Perdas	122
5.3.1. Considerações Iniciais	122
5.3.2. Propostas de Solução	122
5.3.3. Exemplo	124
5.4. Alocação de Perdas: Sinalização Econômica	127
5.4.1. Considerações Iniciais	127
5.4.2. Exemplo	127
5.4.3. Eliminação das Alocações Negativas – O Método ITL Positivo	130
5.5. Volatilidade dos Fatores de Perdas	137
5.5.1. Considerações Iniciais	137
5.5.2. Avaliação Numérica	138
5.5.2. Os Fatores de Perdas no Sistema Brasileiro	142
5.6. Exemplo de Contabilização Financeira	143
5.6.1. Considerações Gerais sobre o Mercado de Energia Elétrica	143
5.6.2. Avaliação Numérica	144
5.7. Capacidade de Transferência Disponível (ATC)	148

Capítulo 6: Conclusões	150
Apêndice A: Expressões Analíticas Para o Jacobiano	153
Apêndice B: Demonstração Matemática I	154
Apêndice C: Fluxo de Potência AC para o Sistema-Exemplo	156
Apêndice D: Fatores de Perdas Para o IEEE-RTS (MB)	157
Apêndice E: Fatores de Perdas Para o IEEE-RTS (ME)	162
Apêndice F: Demonstração Matemática II	164
Apêndice G: Perdas de Intercâmbio no IEEE-RTS	168
Apêndice H: Demonstração Matemática III	170
Apêndice I: Sistema-Exemplo II	172

LISTA DE FIGURAS

Fig. 2.1: Sistema Elétrico de Potência	9
Fig. 2.2: Modelo para o Circuito entre Duas Barras	10
Fig. 2.3: Sistema-Exemplo	16
Fig. 2.4: Modelos Aproximados para Cálculo de Perdas	22
Fig. 2.5: Divisão da Rede para a Determinação do Equivalente Ward	23
Fig. 2.6: Rede Reduzida – Equivalente Ward	24
Fig. 2.7: Sistema-Exemplo – Rede Interna, Fronteira e Rede Externa	24
Fig. 2.8: Sistema-Exemplo – Equivalente Ward	25
Fig. 3.1: Linearização de Perdas para o Sistema-Exemplo	30
Fig. 3.2: Representação do Centro de Perdas	36
Fig. 3.3: Representação do Centro de Perdas para o Sistema-Exemplo	38
Fig. 3.4: Centro de Perdas do Sistema-Exemplo – Resultado Final	42
Fig. 3.5: Modelo para o Circuito entre duas Barras	45
Fig. 3.6: IEEE-RTS	56
Fig. 3.7: Perdas Alocadas entre os Geradores – Comparativo com Pro Rata	60
Fig. 3.8: Perdas Alocadas entre as Cargas – Comparativo com Pro Rata	61
Fig. 3.9: Comparativo dos Fatores de Perdas – Modelo Básico	63
Fig. 3.10: Comparativo dos Fatores de Perdas – Modelo Estendido	63
Fig. 3.11: IEEE-RTS Modificado para a Realização do Teste 3	64
Fig. 4.1: Sistema Interligado com 2 Submercados	68
Fig. 4.2: Sistema-Exemplo Configurado com 2 Submercados	68
Fig. 4.3: Fluxos nas Fronteiras entre os Submercados	69
Fig. 4.4: Submercados Desacoplados	70
Fig. 4.5: Equivalentes Ward para os Submercados 1 e 2	71
Fig. 4.6: Relação entre os Fluxos de Fronteira e as Injeções Ward	72
Fig. 4.7: Interpretação para o Equivalente Ward	74
Fig. 4.8: Sistema Interligado com 2 Submercados	75
Fig. 4.9: Representação de Centros de Perdas de Perdas Interligados – Proposta I	85

Fig. 4.10: Centros de Perdas Interligados para o Sistema-Exemplo – Proposta I	87
Fig. 4.11: Representação de Centros de Perdas de Perdas Interligados – Proposta II	91
Fig. 4.12: Centros de Perdas Interligados para o Sistema-Exemplo – Proposta II	93
Fig. 4.13: IEEE-RTS Configurado com 3 Submercados	94
Fig 4.14: Fatores de Ajuste entre Centros de Perdas – Modelo Básico	102
Fig. 5.1: Sistema com 3 Áreas	109
Fig. 5.2: Representação da Rede – Caso 2	111
Fig. 5.3: Representação da Rede – Caso 3	113
Fig. 5.4: Sistema-Exemplo II	115
Fig. 5.5: Representação do Sistema para o Caso 2	117
Fig. 5.6: Representação do Sistema para o Caso 3	119
Fig. 5.7: Sistema-Exemplo II	124
Fig. 5.8: Fator de Perda da Barra 7	128
Fig. 5.9: Perdas do Sistema	129
Fig. 5.10: Fatores de Perdas de Outras Barras	130
Fig. 5.11: Pico Semanal de Carga do Sistema	138
Fig. 5.12: Carga Horária nos 3 Casos Considerados	139
Fig. 5.13: Perdas Totais nos 3 Casos Considerados	139
Fig. 5.14: Fator de Perda da Barra 5	140
Fig. 5.15: Fator de Perda da Barra 22	140
Fig. 5.16: Sistema-Exemplo Configurado com 2 Submercados	144

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Dados de Barras	16
Tabela 2.2 – Dados de Circuitos	16
Tabela 2.3 – Modelos Aproximados para Cálculo de Perdas	21
Tabela 2.4 – Perdas no Sistema-Exemplo	21
Tabela 3.1 – Fatores de Perdas Iniciais para o Sistema-Exemplo	31
Tabela 3.2 – Fatores de Perdas “Deslocados” para o Sistema-Exemplo	34
Tabela 3.3 – Fatores de Perdas e Ajuste para o Sistema-Exemplo	37
Tabela 3.4 – Sistema-Exemplo: Resultados Finais	42
Tabela 3.5 – Modelo Estendido: Barra 1 como Swing	55
Tabela 3.6 – Modelo Estendido: Barra 2 como Swing	55
Tabela 3.7 – Resultados do IEEE-RTS (MB)	57
Tabela 3.8 – Resultados do IEEE-RTS (ME)	58
Tabela 3.9 – Teste 1: Alocação de Perdas Através da Técnica Pro Rata	60
Tabela 3.10 – Teste 2: Geradores e Cargas Equivalentes	61
Tabela 3.11 – Teste 2: Fatores de Perdas	62
Tabela 3.12 – Teste 3: Fatores de Perdas	65
Tabela 4.1 – Composição dos Submercados do Sistema-Exemplo	69
Tabela 4.2a – Alocação das Perdas do Sub 1 – Rede Desacoplada	70
Tabela 4.2b – Alocação das Perdas do Sub 2 – Rede Desacoplada	70
Tabela 4.3a – Alocação das Perdas do Sub 1 – Equivalente Ward	72
Tabela 4.3b – Alocação das Perdas do Sub 2 – Equivalente Ward	73
Tabela 4.4 – Responsabilidades dos Agentes em MW	82
Tabela 4.5 – Responsabilidades dos Submercados em MW	82
Tabela 4.6 – Comparação: Mercado Único e Submercados	84
Tabela 4.7 – Alocação das Perdas Próprias	86
Tabela 4.8 – Alocação Final	88
Tabela 4.9 – Novo Ponto de Operação	89
Tabela 4.10 – Novo Ponto de Operação: Alocação Final	93

Tabela 4.11 – Geração, Carga e Perdas do IEEE-RTS	94
Tabela 4.12 – Fatores de Perdas Decompostos (MB)	95
Tabela 4.13 – Responsabilidades sobre Perdas (MB)	96
Tabela 4.14 – Fatores de Perdas Decompostos (ME)	97
Tabela 4.15 – Responsabilidades sobre Perdas (ME)	98
Tabela 4.16 – Responsabilidades dos Submercados (MB)	99
Tabela 4.17 – Responsabilidades dos Submercados (ME)	99
Tabela 4.18 – Alocação Final de Perdas – Critério 1 (MB)	100
Tabela 4.19 – Alocação Final de Perdas – Critério 1 (ME)	101
Tabela 4.20 – Balanços e Fatores de Ajuste entre Centros	102
Tabela 4.21 – Alocação Final de Perdas – Critério 6 (MB)	103
Tabela 4.22 – Alocação Final de Perdas – Critério 6 (ME)	104
Tabela 4.23 – Métodos de Alocação de Perdas de Intercâmbio	106
Tabela 5.1 – Descrição do Caso 1	109
Tabela 5.2 – Descrição do Caso 2	111
Tabela 5.3 – Descrição do Caso 3	113
Tabela 5.4 – Injeções de Potência	115
Tabela 5.5 – Medições de Potência nas Fronteiras	116
Tabela 5.6 – Perdas nas Áreas	116
Tabela 5.7 – Divisão das Perdas da RP – Caso 1	116
Tabela 5.8 – Divisão das Perdas da RP – Caso 2	118
Tabela 5.9 – Divisão das Perdas da RP – Caso 3	119
Tabela 5.10 – Fator de Perda Médio	120
Tabela 5.11 – Alocação das Perdas da RP em MW	121
Tabela 5.12 – Erros Relativos – Modelos Aproximados	121
Tabela 5.13 – Agentes Isentos – Proposta 1	125
Tabela 5.14 – Agentes Isentos – Proposta 2	126
Tabela 5.15 – Sinais Econômicos	128
Tabela 5.16 – Alocação de Perdas – Original	134
Tabela 5.17 – Alocação Positiva de Perdas – Proposta 1	135
Tabela 5.18 – Alocação Positiva de Perdas – Proposta 2	136
Tabela 5.19 – Pontos de Operação para Análise de Volatilidade	138
Tabela 5.20 – Valores Obtidos no Estudo de Volatilidade	141

Tabela 5.21 – Transição entre Metodologias	142
Tabela 5.22 – Volumes Contratados em MWh	145
Tabela 5.23 – Contratos dos Geradores em MWh	145
Tabela 5.24 – Pagamentos e Receitas – Contratos Bilaterais	145
Tabela 5.25 – Fatores de Ajuste e Valores Líquidos	146
Tabela 5.26 – Volumes Negociados no Mercado Spot	146
Tabela 5.27 – Contabilização – Mercado Spot	147
Tabela 5.28 – Pagamentos – Mercado Spot	147
Tabela 5.29 – Receitas – Mercado Spot	148

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

ATC	“ <i>Available Transfer Capability</i> ” (Capacidade de Transferência Disponível);
CP	Centro de Perdas;
ITL	<i>Incremental Transmission Loss</i> (Perdas incrementais na transmissão);
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica;
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico;
PQ	Barras onde se especificam os valores de potência ativa P e reativa Q;
pu	Por unidade (valor relativo);
PV	Barras onde se especificam os valores de potência ativa P e tensão V;
rad	Radianos;
<i>spot</i>	Mercado de curto prazo;
Sub	Submercado;
SW	Barra <i>swing</i> , onde são especificados a tensão e o ângulo de fase;

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

EM diversos países, os tradicionais sistemas *verticalizados* têm sido desagregados em atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. O estabelecimento de um mercado de energia baseia-se na possibilidade de livre acesso à rede de transmissão por parte de geradores e consumidores. Enquanto a competição é possível nos segmentos de geração e comercialização, o sistema de transmissão é tido como um *monopólio natural*, cuja “operação centralizada é de fundamental importância para o mercado” [KAS97], constituindo assim, o “único grande obstáculo para a livre concorrência” [FERC95].

Além do objetivo principal de possibilitar a transferência de potência dos geradores para os consumidores, outros serviços importantes devem ser providos através da rede de transmissão. Os denominados *serviços ancilares* compreendem, entre outros, o controle de potência reativa e tensão, congestionamento da rede, controle de carga-freqüência e medição.

Um dos principais aspectos relacionados à utilização do sistema de transmissão refere-se à alocação satisfatória de seus custos entre todos os participantes do mercado, considerando-se da maneira mais precisa possível, o impacto de cada transação¹ sobre a rede elétrica. Neste contexto, as perdas na transmissão apresentam-se como uma componente relevante dos custos totais de um sistema, representando cerca de 4% da energia produzida [TG00]. Estima-se que no Brasil, o custo das perdas atinja a cifra de um bilhão de reais por ano [LCMA01].

Em estruturas *verticalizadas* como no passado, as perdas eram usualmente tratadas como uma carga adicional no sistema e questões como “qual a contribuição de determinada carga para o fluxo de potência em uma dada linha de transmissão?”, ou “que geradores estão suprindo uma

¹ Uma “transação bilateral”, ou simplesmente, “transação”, corresponde a um contrato de compra e venda de energia entre um gerador e um consumidor do mercado.

determinada carga?”, não possuíam interesse prático visto que toda a energia era fornecida por uma mesma empresa. Contudo, no atual ambiente competitivo, é necessário que o custo relacionado às perdas seja dividido de maneira *transparente e não-discriminatória* entre os agentes². Esta despesa deve ser subtraída das receitas dos geradores e/ou acrescentada aos pagamentos feitos pelas cargas, o que pode ser feito através de uma compensação nos valores medidos de geração/consumo de cada participante.

Embora as perdas totais possam ser medidas ou avaliadas analiticamente, sua *alocação*³ entre os agentes não constitui um problema simples devido à natureza não-linear das equações que permitem seu cálculo. Como as perdas ocorridas em cada circuito são expressas por uma função não-separável de todas as transações, torna-se praticamente impossível determinar, de maneira exata, o montante de perdas que cada transação *provoca* no sistema.

Nos últimos anos, algumas metodologias têm sido propostas na literatura especializada visando dar um tratamento técnico à questão da alocação de perdas que, em essência, constitui um problema comercial. De acordo com as *ferramentas* e abordagens utilizadas, as soluções ora disponíveis podem ser divididas em classes como: *pro rata*, divisão proporcional, análise incremental de perdas, equação de perdas e teoria de circuitos, como descrito a seguir.

1.2. DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO

A alocação de perdas por *pro rata* [IGF98] é uma das técnicas mais comuns, consistindo em ratear as perdas totais verificadas entre os agentes na proporção de sua geração ou demanda medidas. Neste esquema, não se considera a *localização elétrica* dos participantes no sistema de transmissão e, conseqüentemente, geradores e cargas localizados *remotamente* dos centros de consumo e produção seriam beneficiados em detrimento dos demais. Os mercados de energia elétrica da Espanha [GB99], Inglaterra [BZA99] e Brasil utilizam a técnica *pro rata*.

As metodologias baseadas em divisão proporcional satisfazem à *Lei de Kirchhoff da Corrente* e procuram identificar a forma pela qual a injeção de potência de cada barra se distribui pelos

² Denomina-se “agente do mercado”, ou de forma mais abreviada, “agente”, qualquer empresa geradora ou consumidora que participa de um mercado de energia elétrica.

³ Neste trabalho, o termo “alocação de perdas” refere-se à divisão das perdas em quotas de responsabilidade que posteriormente serão atribuídas aos participantes do mercado.

circuitos de uma rede elétrica. Admitindo que os nós de um sistema elétrico são “misturadores perfeitos” e que os elétrons são “indistinguíveis”, tais formulações assumem que os fluxos que deixam qualquer barra são uma composição proporcional dos fluxos que a ela chegam.

Bialek [B96, B97, BZA99] apresenta dois métodos denominados *Upstream* e *Downstream-Looking Algorithm*, que permitem calcular, de forma matricial, a contribuição de cada gerador para o suprimento de cada carga e vice-versa. Os métodos atribuem perdas somente aos geradores ou somente às cargas do sistema, sendo aplicáveis também às injeções de potência reativa. Os resultados independem da escolha da barra de referência utilizada para a análise de fluxo de potência e as quotas de responsabilidade são sempre positivas.

Utilizando o mesmo princípio, Kirschen, Allan e Strbac [KAS97] propõem uma metodologia capaz de determinar as contribuições dos geradores para os fluxos de potência em todos os circuitos a partir de uma solução de fluxo de potência AC. As perdas são divididas entre os geradores na mesma proporção com que estes contribuem para os fluxos. A escolha da barra de referência é irrelevante, o que torna a metodologia transparente para os agentes.

Com base nas descrições das metodologias anteriores, pode-se observar que não é possível atribuir perdas a geradores e cargas simultaneamente. Assim, embora consistentes em termos de topologia e equacionamento da rede, tais formulações são pouco *flexíveis* do ponto de vista comercial, o que poderia dificultar sua aplicação em alguns mercados.

Diferentemente de formulações baseadas em divisão proporcional, cuja validade “não pode ser comprovada nem contestada” [KAS97], existem aquelas que utilizam as sensibilidades das perdas em relação às injeções de potência nas barras ou transações bilaterais. Designadas por ITL, *Incremental Transmission Loss*, estas metodologias encontram-se em uso na Noruega [MB99] e sob consideração na Inglaterra, Espanha e Brasil [MAE00, LCMA01, CCPE02, TMV02, LC03a, LC03b].

Em 1999, Bhuiya e Chowdhury [BC99] apresentam duas formulações denominadas MTLA, *Marginal Transmission Loss Approach*, e ILFA, *Incremental Load Flow Approach*, que procuram dividir perdas somente entre os geradores, admitindo que o mercado seja composto unicamente por transações bilaterais. Em MTLA, equaciona-se o incremento nas perdas do sistema em função de variações infinitesimais em cada carga. As cargas são variadas desde

zero até seu valor atual, de maneira iterativa e alternada. Em cada iteração incrementa-se apenas uma carga, devendo o gerador responsável pela mesma (o que é definido através dos contratos bilaterais) suprir seu incremento e a correspondente variação nas perdas. Ao fim do processo, as perdas do sistema estarão divididas entre todos os geradores. A metodologia ILFA segue o mesmo princípio, contudo, utilizando simulações de fluxo de potência AC ao invés de equações incrementais para avaliar a variação nas perdas e efetuar sua alocação.

Os mesmos autores comprovam em [CB01], que na existência de *counter-flows*, i.e. quando geradores ou cargas contribuem para a diminuição de fluxos em determinados circuitos, a seqüência utilizada para incrementar as cargas modifica os resultados da alocação de perdas. Assim, consideram-se todas as seqüências possíveis, de forma que cada gerador assuma a média das perdas alocadas em todas as seqüências analisadas. Os autores reconhecem que o esforço computacional aumenta significativamente com o acréscimo do número de transações bilaterais no mercado.

Em 2000, Galiana e Phelan [GP00] propõem uma formulação baseada no argumento de que “é sempre possível alocar, de maneira exata, as perdas correspondentes a uma transação infinitesimal”. Obtém-se um sistema de equações diferenciais, cuja solução é determinada por integração numérica ao longo de uma trajetória assumida para representar as variações nas transações. Como características principais da metodologia, pode-se destacar sua capacidade de considerar os montantes de potência injetada e a *localização elétrica* dos participantes, além da possibilidade de ocorrerem alocações negativas. Como a alocação depende da ordem com que as transações são efetuadas, admite-se uma variação linear dos contratos desde zero até seus valores finais. Esta formulação foi estendida por Franco e Galiana [FG00], tornando-se aplicável nos casos onde coexistam as transações bilaterais e o mercado *spot*⁴.

De forma semelhante, Moon, Jung, Ryu e Choi [MJRC00] determinam fatores de penalidade que refletem as sensibilidades das perdas em relação às injeções de potência ativa e reativa em cada barra do sistema. Como o resultado do processo de integração das perdas incrementais depende da ordem de entrada dos geradores e cargas no sistema, admite-se que isto seja feito de maneira proporcional aos valores finais de geração e carga. Os fatores de penalidade são calculados com base na adoção de uma única barra de referência, o que permite concluir que

⁴ Os mercados *Spot* ou *Pool* caracterizam-se pela *otimização* do custo total de produção dos geradores para o suprimento da demanda do sistema.

cada possível escolha desta barra conduz a uma solução diferente. Contudo, a adoção de um critério de proporcionalidade permite determinar penalidades que independam de tal escolha.

O referido critério [MCRJ00], baseia-se na premissa de que a variação na potência gerada de uma certa barra pode ser distribuída entre todas as barras de carga, na proporção de suas demandas. Utiliza-se a modelagem de rede AC, de forma a considerar os efeitos da circulação da potência reativa sobre as perdas do sistema.

Ainda na categoria ITL, Berizzi, Bovo e Marannino [BBM01] apresentam uma formulação capaz de dividir as perdas de um sistema em uma parcela relacionada às transações existentes e outra devida à interação entre os fluxos. A parcela principal é utilizada para medir o impacto das transações bilaterais sobre as perdas totais, servindo de base para efetuar sua alocação.

O crescente interesse na alocação de perdas através de ITL tem se justificado pelo fato da análise de sensibilidade ser um assunto bem consolidado pelos engenheiros de potência nas três últimas décadas [GCK02]. Uma característica importante dos esquemas baseados em ITL é a necessidade de se estabelecer um critério que defina a proporção com que as perdas sejam divididas entre geradores e cargas. Tal proporção é geralmente definida em 50:50%, embora diferentes proporções também possam ser admitidas, o que garante a maior *flexibilidade* deste tipo de formulação no que se refere à sua adaptação às regras de mercado.

Recentemente, alguns outros esquemas de alocação de perdas têm sido propostos, baseando-se na equação de perdas ou na teoria de circuitos. Em [ESGV00], Expósito, Santos, García e Velasco utilizam a modelagem de rede DC para estimar as perdas em cada circuito como uma soma de quadrados de injeções de potência em cada barra e de termos mistos (que constituem a parcela não-separável das perdas). Propõem-se algumas maneiras para se dividir os termos mistos entre todas as injeções.

Em [GT00], Gross e Tao expressam as perdas totais do sistema como uma função quadrática das transações existentes, que posteriormente vem a ser linearizada através das aproximações do fluxo de potência DC. Verifica-se que *counter-flows* levam a uma redução nas perdas do sistema. Contudo, o algoritmo não permite alocações negativas, justificando-se que a redução nas perdas não se deve a uma transação em particular, mas é um atributo estado do sistema. Assim, é proposta sua divisão entre todas as transações.

Com base na teoria de circuitos, Conejo, Galiana e Kockar [CGK01] utilizam a *matriz de impedância nodal* para obter uma divisão *natural* das perdas entre todas as barras do sistema. O algoritmo considera correntes ao invés de injeções de potência nas barras. Adota-se o modelo AC, de maneira que aproximações e simplificações não sejam necessárias. Posteriormente, Fernandes e Almeida [FA02] aplicam o *Teorema da Superposição* e técnicas de otimização pelo algoritmo de *Pontos Interiores* para alocar perdas entre transações e participantes do mercado *spot*. A formulação é baseada nas equações do fluxo de potência AC e permite alocações negativas de perdas como nas abordagens por ITL.

Análises comparativas entre metodologias são apresentadas em [CAAG02] e [MS02], onde os autores destacam as principais vantagens e desvantagens de cada técnica.

1.3. ESTRUTURA DA TESE

Este trabalho apresenta uma nova metodologia [LC03a, LC03b, LCMA01] enquadrada na classe ITL, onde o principal objetivo é promover um esquema de alocação de perdas sensível à *distância elétrica* e ao montante de potência de cada participante de um mercado de energia elétrica. A atribuição de perdas entre as classes de geração e consumo poderá ser feita em qualquer proporção desejada, o que representa uma vantagem sobre as formulações descritas anteriormente. Além disso, alocações negativas são possíveis, contudo, pode-se optar entre a utilização das mesmas, ou não. As duas características conferem boa *flexibilidade* ao método.

O conceito de *Centro de Perdas* é utilizado; uma barra *ficção* onde os geradores entregariam toda a sua energia produzida e as cargas receberiam a sua energia consumida, já considerando perdas. A Tese é dividida em seis capítulos, brevemente descritos a seguir.

Este capítulo apresentou as razões pelas quais o problema de alocação de perdas vem sendo estudado na atualidade, bem como uma classificação e uma discussão geral sobre os trabalhos mais importantes relativos a este tema, publicados na literatura especializada.

O Capítulo 2 aborda dois aspectos básicos da análise de redes em regime permanente, como o cálculo do fluxo de potência e a determinação de equivalentes externos. O principal objetivo é estabelecer fundamentos conceituais para permitir o desenvolvimento do método de alocação de perdas apresentado no capítulo subsequente.

O Capítulo 3 destina-se à formulação matemática do problema. Consideram-se dois modelos denominados: *Modelo Básico*, desenvolvido a partir das equações do fluxo de potência DC e; *Modelo Estendido*, que utiliza diretamente a formulação AC. Visando facilitar o entendimento das características do método, todo o desenvolvimento é ilustrado com base em um sistema-teste de 5 barras [SA68]. Realizam-se aplicações numéricas com o *IEEE Reliability Test System (IEEE-RTS)* [IEEE79], onde os modelos são comparados e análises de sensibilidade são efetuadas para verificar a *justiça*, i.e. a imparcialidade e a capacidade da metodologia em alocar perdas, produzindo sinais econômicos adequados.

No Capítulo 4, analisa-se o problema de alocação de perdas em sistemas interligados. Em tais situações, a existência de limitações de transmissão entre as regiões do sistema [C00, CLM02, LCMA02a, LCMA02b, LCMA02c] pode levar ao surgimento de submercados, apresentando diferentes preços para a energia no mercado *spot*⁵.

O principal objetivo é a determinação dos montantes de perdas que cada agente causa em todos os submercados, permitindo dividir as perdas em duas classes: *perdas próprias* e *perdas de intercâmbio*. Para isso, a metodologia apresentada no Capítulo 3 é generalizada, tornando-se aplicável a sistemas constituídos por diversos submercados. Realizam-se aplicações com o *IEEE-RTS*, considerando que este seja composto de três submercados.

O Capítulo 5 trata de aspectos complementares ao problema de alocação de perdas, tais como a avaliação da volatilidade dos resultados em relação a variações na demanda e a influência das condições de despacho, hidrologia e capacidade de transferência entre subsistemas.

Avaliam-se ainda questões relacionadas à operacionalização do método, como o tratamento de agentes isentos do rateio de perdas e a consideração de geradores e cargas conectados em áreas não-supervisionadas da rede. Apresenta-se também uma análise dos sinais econômicos fornecidos pela metodologia e um exemplo de contabilização financeira no mercado *spot*.

Finalmente, o Capítulo 6 apresenta as principais conclusões deste trabalho, além de sugestões para trabalhos futuros.

⁵ No Brasil, o preço *spot* é utilizado para valorar compra e venda de energia no mercado de curto prazo, sendo determinado pelo MAE (Mercado Atacadista de Energia Elétrica) a partir dos dados utilizados pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) na otimização da operação do sistema, além de dados informados pelos agentes. O preço *spot* é calculado semanalmente por submercado e para cada patamar de carga (leve, média e pesada), refletindo o custo marginal de operação do sistema.

CAPÍTULO 2

ANÁLISE DE SISTEMAS EM REGIME ESTACIONÁRIO: ASPECTOS GERAIS

2.1. INTRODUÇÃO

ESTE capítulo resume dois importantes assuntos relacionados à análise de sistemas em regime estacionário: a solução do fluxo de potência e a determinação de equivalentes externos. O objetivo é estabelecer os fundamentos teóricos para a elaboração da metodologia de alocação de perdas a ser apresentada nos Capítulos 3 e 4 deste trabalho.

O fluxo de potência [M83, S74, SA68] constitui uma *ferramenta* de análise muito importante, onde se procura obter o estado operativo de uma rede elétrica em função de sua topologia e condição de carga. Determinam-se as magnitudes e os ângulos de fase das tensões nodais, além dos fluxos nos circuitos e outras grandezas de interesse, e.g. perdas na transmissão.

A utilização de equivalentes externos é, em geral, justificada pela redução nas dimensões dos cálculos de fluxo de potência e, conseqüentemente, do esforço computacional requerido em estudos de operação e planejamento. Em alocação de perdas, os equivalentes externos podem ser utilizados na identificação dos montantes de perdas associados com os intercâmbios de potência entre regiões vizinhas de um sistema, constituindo uma das possíveis maneiras de se tratar este problema.

A seguir, apresenta-se a formulação matemática para o fluxo de potência, considerando os modelos não-linear AC e linear DC, além da metodologia de obtenção do equivalente Ward [MDGS79, M83, W49]. Um sistema-teste de 5 barras [SA68] é introduzido para ilustrar todos os desenvolvimentos.

Por se tratar de um assunto essencial para a maioria dos engenheiros da área de sistemas de potência, a abordagem feita neste capítulo é compacta, tendo como objetivo a avaliação das perdas da rede de transmissão em suas formas exata e aproximada.

2.2. FLUXO DE POTÊNCIA NÃO-LINEAR AC

2.2.1. Formulação Básica do Problema

O fluxo de potência pode ser formulado por um sistema de equações algébricas não-lineares que correspondem às Leis de Kirchhoff, onde se procura satisfazer o balanço de potência em cada barra da rede. Considere o sistema elétrico da Fig. 2.1.

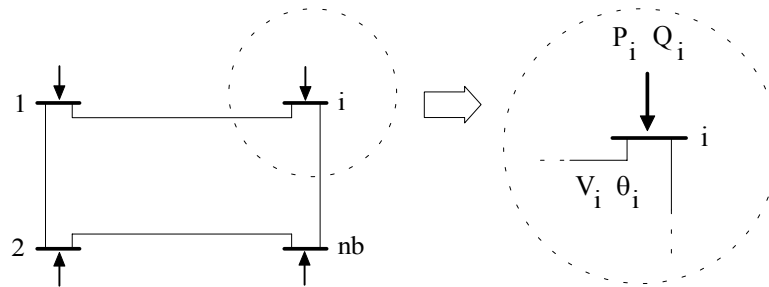


Fig. 2.1: Sistema Elétrico de Potência

A cada barra i do sistema estão associadas quatro variáveis, sendo: V_i a magnitude da tensão da barra i (pu), θ_i o ângulo de fase da tensão da barra i (Rad), P_i a potência ativa injetada na barra i (pu) e, Q_i a potência reativa injetada na barra i (pu).

Das variáveis apresentadas, duas são especificadas, enquanto as outras devem ser calculadas na solução do problema. Para isso, as barras do sistema são classificadas em três tipos:

- Barras de Carga (PQ): São barras onde se especificam as injeções de potência ativa (P) e reativa (Q). Deve-se determinar a magnitude e o ângulo de fase da tensão;
- Barras de Geração (PV): Nestas barras, a injeção de potência ativa (P) e a magnitude da tensão (V) são especificadas, enquanto a injeção de potência reativa e o ângulo de fase da tensão devem ser calculados;
- Barra Swing (SW): Nesta barra são especificados a magnitude e o ângulo de fase da tensão. Deve-se calcular as injeções de potência ativa e reativa. A barra *Swing* tem a função de fechar o balanço de potência do sistema, o que inclui as perdas na transmissão.

O problema de fluxo de potência é composto de duas equações por barra, onde cada uma representa o fato de que as injeções ativas e reativas de uma barra devem ser iguais à soma dos fluxos que a deixam pelas linhas de transmissão e transformadores.

2.2.2. Equações de Fluxo de Potência

Em um sistema como o da Fig. 2.1, pode-se relacionar as injeções de corrente com as tensões complexas de cada barra por,

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{Y}} \dot{\mathbf{V}} \quad (2.1)$$

sendo,

$\dot{\mathbf{I}}$: vetor ($nb \times 1$) com as correntes complexas injetadas em cada barra em pu;

$\dot{\mathbf{V}}$: vetor ($nb \times 1$) com as tensões complexas de cada barra em pu;

$\dot{\mathbf{Y}}$: matriz ($nb \times nb$) de admitância nodal (valores complexos), tal que:

$$\dot{Y}_{ik} = -\dot{y}_{ik} \quad (2.2a)$$

$$\dot{Y}_{ii} = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{nb} \dot{y}_{ik} + \dot{y}_{i0} \quad (2.2b)$$

onde \dot{y}_{ik} é a admitância do circuito entre as barras i e k ; \dot{y}_{i0} é a soma das admitâncias entre a barra i e o nó terra (neutro) e nb é o número de barras do sistema.

O circuito (linha de transmissão ou transformador) existente entre duas barras i e k de um sistema pode ser representado como na Fig. 2.2.

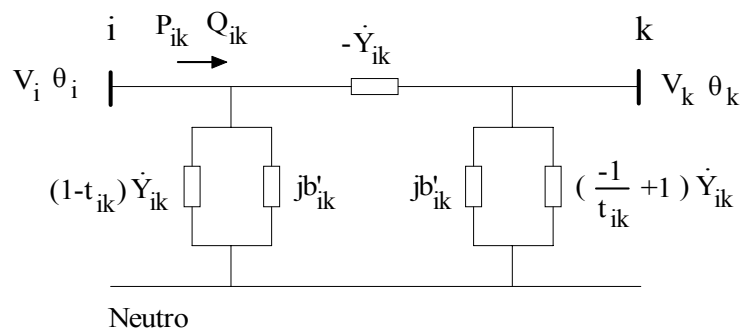


Fig. 2.2: Modelo para o Circuito entre Duas Barras

Neste modelo, $-\dot{Y}_{ik}$ representa a admitância de uma linha de transmissão ou a admitância nominal de um transformador multiplicada por seu respectivo tap . Pode-se representar uma linha fazendo $t_{ik} = 1$, ou um transformador com relação de tap igual a t_{ik} com $j b'_{ik} = 0$.

Os fluxos de potência ativa e reativa entre i e k podem ser calculados por,

$$P_{ik} = -t_{ik} G_{ik} V_i^2 + V_i V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (2.3)$$

$$Q_{ik} = t_{ik} B_{ik} V_i^2 - b'_{ik} V_i^2 + V_i V_k (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad (2.4)$$

onde:

V_i, V_k : magnitudes das tensões das barras i e k em pu;

θ_{ik} : diferença angular entre as tensões de i e k ($\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$) em radianos;

G_{ik}, B_{ik} : partes real e imaginária do termo \dot{Y}_{ik} em pu;

b'_{ik} : metade da susceptância da linha de transmissão entre i e k em pu.

Equacionando-se o balanço de potência ativa e reativa em cada barra i ,

$$P_i = V_i \sum_{k=1}^{nb} V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (2.5)$$

$$Q_i = V_i \sum_{k=1}^{nb} V_k (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) . \quad (2.6)$$

As Equações (2.5) e (2.6) relacionam as injeções de potência de cada barra com a magnitude e o ângulo de fase das tensões de todas as barras do sistema.

2.2.3. Solução do Fluxo de Potência

Em geral, são dados P_i e Q_i nas barras de carga, P_i e V_i nas barras de geração, V_i e θ_i na barra *swing*. Uma vez conhecidas as magnitudes e os ângulos de fase das tensões de todas as barras, torna-se possível determinar os fluxos nos circuitos e as perdas na transmissão.

Inicialmente, deve-se calcular os ângulos de fase das tensões para as barras PV e PQ, além das magnitudes das tensões das barras PQ. Para isto, utiliza-se o seguinte sistema de equações algébricas não-lineares:

$$\Delta P_i = V_i \sum_{k=1}^{nb} V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) - P_i^{\text{esp}} = 0, \text{ nas barras PV e PQ} \quad (2.7)$$

$$\Delta Q_i = V_i \sum_{k=1}^{nb} V_k (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) - Q_i^{\text{esp}} = 0, \text{ nas barras PQ.} \quad (2.8)$$

Em tais expressões, P_i^{esp} e Q_i^{esp} representam os valores especificados de potência ativa e reativa na barra i , enquanto ΔP_i e ΔQ_i correspondem às diferenças entre estes, e os valores calculados através de (2.5) e (2.6). Este sistema pode ser representado em forma matricial,

$$f(X) = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

onde o vetor de *variáveis de estado* (X) compreende os ângulos de fase das tensões das barras PV e PQ, além das magnitudes das tensões das barras PQ, i.e.

$$X = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix} . \quad (2.10)$$

De acordo com o método de *Newton-Raphson*, estimativas para a solução exata podem ser obtidas através da fórmula de recorrência,

$$X^{(k+1)} = X^{(k)} - J^{-1}(X^{(k)}) f(X^{(k)}) \quad (2.11)$$

com $k = 0, 1, 2, \dots$ até que o maior elemento do vetor $f(X^{(k+1)})$ seja menor que a tolerância especificada para a solução do problema. A matriz $J(X)$ corresponde ao *Jacobiano*, i.e.

$$J(X) = \frac{\partial f(X)}{\partial X} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

onde as sub-matrizes H , N , M e L correspondem a:

$$H = \frac{\partial P}{\partial \theta}, \quad (2.13)$$

$$N = \frac{\partial P}{\partial V}, \quad (2.14)$$

$$M = \frac{\partial Q}{\partial \theta}, \quad (2.15)$$

$$L = \frac{\partial Q}{\partial V}. \quad (2.16)$$

As expressões analíticas para a determinação dos termos do *Jacobiano* são apresentadas no Apêndice A.

2.2.4. Perdas no Sistema de Transmissão

As perdas em um elemento de transmissão L (linha ou transformador entre duas barras i e k) podem ser calculadas de forma exata⁶ por,

$$\text{Perdas}_L^{\text{AC}} = P_{ik} + P_{ki} = G_{ik} \left(-t_{ik} V_i^2 - \frac{1}{t_{ik}} V_k^2 + 2V_i V_k \cos \theta_{ik} \right). \quad (2.17)$$

As perdas totais de um sistema são obtidas pela soma das perdas em todos os seus nl circuitos,

$$\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{AC}} = \sum_{L=1}^{nl} \text{Perdas}_L^{\text{AC}}. \quad (2.18)$$

2.3. FLUXO DE POTÊNCIA LINEAR DC

2.3.1. Linearização

O forte *acoplamento* existente entre o fluxo de potência ativa em um circuito e a diferença angular entre as tensões de suas barras terminais permite o desenvolvimento de um modelo linear aproximado para avaliar, com baixo custo computacional, a distribuição dos fluxos de potência ativa em uma rede de transmissão.

De acordo com a Eq. (2.3), o fluxo de potência ativa em um elemento de transmissão L entre duas barras i e k é calculado por,

$$P_{ik} = -t_{ik} G_{ik} V_i^2 + V_i V_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}).$$

Considere as seguintes aproximações:

$$V_i \cong V_k \cong 1; \quad (2.19)$$

$$\theta_i \cong \theta_k \rightarrow \text{Sen}(\theta_{ik}) \cong \theta_i - \theta_k; \quad (2.20)$$

$$\theta_i \cong \theta_k \rightarrow \text{Cos}(\theta_{ik}) \cong 1. \quad (2.21)$$

Considere ainda que os *taps* dos transformadores sejam ajustados para o valor 1 e que todas as conexões com o nó terra (elementos *shunt*) sejam desprezadas.

⁶ Neste trabalho, as perdas calculadas pela formulação AC serão denominadas “exatas”, servindo de referência para todos os modelos utilizados para estimar esta grandeza. Todavia, deve-se ter em mente as premissas e suposições inerentes à modelagem dos componentes da rede.

Introduzindo estas aproximações em (2.3) e (2.5),

$$P_{ik} \cong B_{ik} (\theta_i - \theta_k) \quad (2.22)$$

$$P_i \cong \sum_{k=1}^{nb} B_{ik} (\theta_i - \theta_k). \quad (2.23)$$

Desenvolvendo (2.23),

$$P_i \cong - \sum_{k=1}^{nb} B_{ik} \theta_k. \quad (2.24)$$

A Eq. (2.24) pode ser definida para todas as barras do sistema. Em forma matricial,

$$P = B' \theta \quad (2.25)$$

onde:

P : vetor ($nb \times 1$), com a potência ativa injetada em cada barra em pu;

θ : vetor ($nb \times 1$), com o ângulo de fase da tensão de cada barra em Rad;

B' : matriz ($nb \times nb$) do tipo admitância nodal em pu, tal que:

$$B'_{ik} = -B_{ik} \quad (2.26a)$$

$$B'_{ii} = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{nb} B_{ik}. \quad (2.26b)$$

Como a matriz de rede B' é singular por construção, o sistema (2.25) é indeterminado. Este problema é resolvido pela eliminação de uma equação e adoção da barra correspondente como *referência angular*, onde $\theta=0$. Obtém-se então, um sistema não-singular com dimensão $nb-1$, que permite determinar os ângulos de fase das tensões das $nb-1$ barras restantes em função de suas injeções de potência ativa. A solução deste sistema é dada por⁷,

$$\theta = (B')^{-1} P. \quad (2.27)$$

⁷ Os desenvolvimentos matemáticos realizados neste trabalho utilizam a notação de matriz inversa. Contudo, a aplicação destes conceitos a redes de grande porte requer, naturalmente, a utilização de técnicas de resolução de sistemas lineares esparsos.

Deve-se ressaltar que, embora mantida a notação, os vetores P , θ e a matriz B' utilizados na Eq. (2.27) diferem daqueles utilizados em (2.25). Neste caso, devem ser suprimidos os termos relativos à barra de referência.

2.3.2. Fluxos nos Circuitos

A Eq. (2.22) permite calcular, de forma aproximada, o fluxo de potência ativa em um circuito L entre duas barras i e k da rede, i.e.

$$P_{ik} \cong B_{ik} (\theta_i - \theta_k).$$

Considere que a estimativa linear do fluxo de potência ativa em L seja representada por,

$$F_{ik} = B_{ik} (\theta_i - \theta_k). \quad (2.28)$$

Assim, os fluxos de potência ativa em todos os nl elementos de transmissão do sistema podem ser determinados em forma matricial por,

$$F = D C X P \quad (2.29)$$

onde:

F : vetor ($nl \times 1$) com o fluxo de potência ativa em cada circuito em pu;

D : matriz diagonal ($nl \times nl$) com a susceptância B_{ik} de cada circuito em pu;

C : matriz ($nl \times nb$) de conectividade da rede. Sendo L o circuito entre as barras i e k ,

$$C_{Li} = +1 \quad (2.30a)$$

$$C_{Lk} = -1 \quad (2.30b)$$

X : matriz inversa⁸ de B' com zeros na linha e na coluna relativas à barra de referência;

P : vetor ($nb \times 1$) com a injeção de potência ativa em cada barra do sistema em pu.

Observe que a relação entre os fluxos nos circuitos e as injeções de potência ativa nas barras é linear. Assim, a Eq. (2.29) pode ser reescrita,

$$F = \beta P \quad (2.31)$$

$$\text{onde } \beta = D C X. \quad (2.32)$$

⁸ Em sistemas de grande porte, a matriz X não pode ser explicitada, mas calculada coluna a coluna.

A matriz β definida em (2.32) possui nl linhas e nb colunas, representando as sensibilidades dos fluxos de cada circuito com relação à injeção de potência de cada barra, i.e.

$$\beta = \frac{\partial F}{\partial P}. \quad (2.33)$$

Dessa forma, o termo $L-i$ da matriz β deve ser interpretado como,

$$\beta_{L,i} = \frac{\text{Variação no Fluxo do Circuito } L}{\text{Variação na Injeção da Barra } i}.$$

Para exemplificar o cálculo e algumas propriedades da matriz de sensibilidades β , considere o sistema de 5 barras [SA68] da Fig. 2.3, onde a Barra 1 é admitida como referência angular.

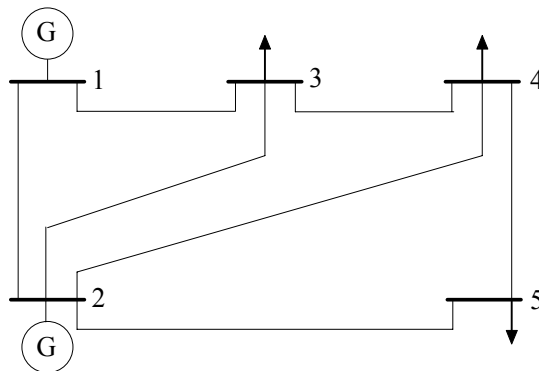


Fig. 2.3: Sistema-Exemplo

Os dados elétricos das barras e circuitos deste sistema são apresentados nas Tabelas 2.1 e 2.2, onde “PG” e “PC” representam, respectivamente, a potência ativa gerada e a consumida e “ θ ” é o ângulo de fase da tensão de cada barra. Finalmente, “r” e “x” correspondem à resistência e à reatância dos circuitos do sistema em pu, considerando-se uma potência-base de 100 MVA.

TABELA 2.1 – DADOS DE BARRAS

Barra	PG MW	PC MW	θ Rad
1	-	0	0
2	20	0	-
3	0	45	-
4	0	40	-
5	0	60	-

TABELA 2.2 – DADOS DE CIRCUITOS

Circuito	De	Para	r pu	x pu
1	1	2	0,02	0,06
2	1	3	0,08	0,24
3	2	3	0,06	0,18
4	2	4	0,06	0,18
5	2	5	0,04	0,12
6	3	4	0,01	0,03
7	4	5	0,08	0,24

Para este sistema, a matriz diagonal de susceptâncias é:

$$D = \begin{bmatrix} 16,6667 & & & & & & \\ & 4,1667 & & & & & \\ & & 5,5555 & & & & \\ & & & 5,5555 & & & \\ & & & & 8,3333 & & \\ & & & & & 33,3333 & \\ & & & & & & 4,1667 \end{bmatrix}. \quad (2.34)$$

A matriz de conectividade descreve a forma com que os circuitos interligam as barras. Assim,

$$C = \begin{bmatrix} 1 & -1 & & & \\ 1 & & -1 & & \\ & 1 & -1 & & \\ & 1 & & -1 & \\ & 1 & & & -1 \\ & & 1 & -1 & \\ & & & 1 & -1 \end{bmatrix}. \quad (2.35)$$

Para o cálculo das matrizes D e B', foi utilizada a aproximação $x_{ik} \gg r_{ik}$, de maneira que,

$$B_{ik} = \frac{x_{ik}}{r_{ik}^2 + x_{ik}^2} \cong \frac{1}{x_{ik}}. \quad (2.36)$$

Assim, já suprimindo os termos relativos à Barra 1 (referência),

$$B' = \begin{bmatrix} 36,1111 & -5,5556 & -5,5556 & -8,3333 \\ -5,5556 & 43,0556 & -33,3333 & 0,0000 \\ -5,5556 & -33,3333 & 43,0556 & -4,1667 \\ -8,3333 & 0,0000 & -4,1667 & 12,5000 \end{bmatrix}. \quad (2.37)$$

Invertendo-se B' e procedendo a montagem da matriz X,

$$X = \begin{bmatrix} 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 \\ 0,0000 & 0,0506 & 0,0377 & 0,0403 & 0,0471 \\ 0,0000 & 0,0377 & 0,0891 & 0,0789 & 0,0514 \\ 0,0000 & 0,0403 & 0,0789 & 0,0951 & 0,0586 \\ 0,0000 & 0,0471 & 0,0514 & 0,0586 & 0,1310 \end{bmatrix}. \quad (2.38)$$

A matriz de sensibilidades dos fluxos nos circuitos em relação às injeções de potência nas barras é calculada por (2.32), resultando em:

$$\beta = \begin{matrix} & \begin{matrix} 0,0000 & -0,8429 & -0,6286 & -0,6714 & -0,7857 \\ 0,0000 & -0,1571 & -0,3714 & -0,3286 & -0,2143 \\ 0,0000 & 0,0714 & -0,2857 & -0,2143 & -0,0238 \\ 0,0000 & 0,0571 & -0,2286 & -0,3048 & -0,0635 \\ 0,0000 & 0,0286 & -0,1143 & -0,1524 & -0,6984 \\ 0,0000 & -0,0857 & 0,3429 & -0,5429 & -0,2381 \\ 0,0000 & -0,0286 & 0,1143 & 0,1524 & -0,3016 \end{matrix} \\ \end{matrix} . \quad (2.39)$$

Observe, por exemplo, que a sensibilidade do fluxo de potência ativa no Circuito 1 em relação à injeção da Barra 2 vale $-0,8429$, i.e. o aumento de 1 MW na injeção da Barra 2 provoca uma diminuição de aproximadamente 0,8429 MW no fluxo de potência ativa deste circuito. De forma análoga, o acréscimo de 1 MW na injeção da Barra 3 causará um aumento aproximado de 0,1143 MW no fluxo do Circuito 7.

É importante notar que as referidas variações são absorvidas na barra de referência, que neste caso é a Barra 1. Assim, não existe sensibilidade em relação à Barra 1, visto que qualquer variação na injeção desta barra é compensada localmente. Conseqüentemente, a coluna da matriz β relativa à barra de referência será sempre composta de elementos nulos.

Do exposto acima, pode-se concluir que para cada possível escolha da barra de referência, novas sensibilidades serão obtidas. Considere, por exemplo, a Barra 2 como referência. Neste caso, um novo cálculo através de (2.32) resultará em:

$$\bar{\beta} = \begin{matrix} & \begin{matrix} 0,8429 & 0,0000 & 0,2143 & 0,1714 & 0,0571 \\ 0,1571 & 0,0000 & -0,2143 & -0,1714 & -0,0571 \\ -0,0714 & 0,0000 & -0,3571 & -0,2857 & -0,0952 \\ -0,0571 & 0,0000 & -0,2857 & -0,3619 & -0,1206 \\ -0,0286 & 0,0000 & -0,1429 & -0,1810 & -0,7270 \\ 0,0857 & 0,0000 & 0,4286 & -0,4571 & -0,1524 \\ 0,0286 & 0,0000 & 0,1429 & 0,1810 & -0,2730 \end{matrix} \\ \end{matrix} \quad (2.40)$$

Na matriz acima, todos os elementos da segunda coluna são iguais a zero, indicando que os fluxos não são sensíveis à injeção de potência da Barra 2, como se poderia esperar.

Além disso, é possível observar que a matriz $\bar{\beta}$ (Barra 2 como referência) poderia ter sido obtida através da matriz β (Barra 1 como referência), subtraindo de todas as colunas de β , os valores presentes em sua segunda coluna (relativa à Barra 2). O mesmo procedimento poderia ainda ser utilizado para considerar qualquer outra barra de referência.

Para determinar o vetor de fluxos nos circuitos, basta multiplicar a matriz de sensibilidades pelo vetor de injeções de potência ativa em todas as barras, incluindo a referência. De acordo com as hipóteses do fluxo de potência DC, as perdas na rede de transmissão são desprezadas e conseqüentemente, a injeção da barra de referência é calculada de forma que a soma algébrica de todas as injeções seja nula. Logo,

$$P = \begin{bmatrix} 1,25 & 0,20 & -0,45 & -0,40 & -0,60 \end{bmatrix}^T \text{ pu.} \quad (2.41)$$

O vetor de fluxos nos circuitos é então calculado por,

$$F = \beta P = \bar{\beta} P = \begin{bmatrix} 0,85 & 0,40 & 0,24 & 0,27 & 0,54 & 0,19 & 0,06 \end{bmatrix}^T \text{ pu.} \quad (2.42)$$

Note que a escolha da barra de referência não tem qualquer impacto sobre o vetor de fluxos, como se deveria esperar.

2.3.3. Estimativa DC para Perdas

Embora as perdas da rede de transmissão sejam desprezadas para efeito de cálculo de fluxo de potência DC, esta *ferramenta* pode ser utilizada para estimar, com baixo custo computacional, o montante de perdas associado a um certo ponto de operação do sistema.

De acordo com equações de fluxo de potência DC, pode-se observar que a abertura angular entre as tensões de duas barras terminais i e k de um circuito L é pequena. Assim,

$$\theta_{ik} \cong 0 \rightarrow \text{Cos}(\theta_{ik}) \cong 1 - \theta_{ik}^2 / 2. \quad (2.43)$$

Considere a introdução da seguinte mudança de notação, onde o índice L é utilizado para designar o circuito existente entre as barras i e k ,

$$\begin{aligned} \theta_L &= \theta_{ik} = \theta_i - \theta_k & B_L &= B_{ik} & r_L &= r_{ik} \\ F_L &= F_{ik} & G_L &= G_{ik} & x_L &= x_{ik} \end{aligned} \quad (2.44)$$

Introduzindo tais aproximações na equação não-linear para cálculo de perdas, e considerando-se os *taps* dos transformadores em suas posições nominais, i.e. iguais a 1, tem-se:

$$\text{Perdas}_L^{\text{AC}} \cong -G_L \theta_L^2. \quad (2.45)$$

Como no fluxo de potência DC, $\theta_L = F_L / B_L$,

$$\text{Perdas}_L^{\text{AC}} \cong R_L F_L^2 \quad (2.46)$$

onde:

$$R_L = -\frac{G_L}{B_L^2}. \quad (2.47)$$

A Eq. (2.46) permite estimar as perdas ocorridas no circuito L através do fluxo de potência DC. Logo, esta pode ser reescrita como⁹,

$$\text{Perdas}_L^{\text{DC}} = R_L F_L^2. \quad (2.48)$$

As perdas totais são dadas pela soma das perdas estimadas em todos os circuitos do sistema,

$$\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{DC}} = \sum_{L=1}^{nl} R_L F_L^2. \quad (2.49)$$

Esta equação pode ser disposta em forma matricial,

$$\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{DC}} = F^T R F \quad (2.50)$$

onde:

F : vetor ($nl \times 1$) com os fluxos ativos calculados pelo modelo DC em pu;

R : matriz diagonal ($nl \times nl$), onde o termo $R_{LL} = R_L$ em pu.

Diferentes níveis de aproximação do fluxo de potência DC podem ser estabelecidos através da montagem das matrizes B' , D e R . Assim, é possível desenvolver alguns modelos para o cálculo aproximado de perdas, como mostra a Tabela 2.3.

Observe que o modelo M1 possui o menor nível de simplificação, enquanto o modelo M3 é o mais simples, utilizando aproximações em todas as matrizes.

⁹ Observe a semelhança entre (2.48) e a potência dissipada em uma resistência. Neste caso, o fluxo de potência ativa é utilizado como aproximação do módulo da corrente em pu.

TABELA 2.3 – MODELOS APROXIMADOS PARA CÁLCULO DE PERDAS

Modelos	M1	M2	M3
Simplificação	-	$x_L \gg r_L$ em R	$x_L \gg r_L$ em R e D $x_{ik} \gg r_{ik}$ em B'
Matriz B'	$B'_{ik} = -\frac{x_{ik}}{r_{ik}^2 + x_{ik}^2}$	$B'_{ik} = -\frac{x_{ik}}{r_{ik}^2 + x_{ik}^2}$	$B'_{ik} = -\frac{1}{x_{ik}}$
Matriz D	$D_L = \frac{x_L}{r_L^2 + x_L^2}$	$D_L = \frac{x_L}{r_L^2 + x_L^2}$	$D_L = \frac{1}{x_L}$
Matriz R	$R_L = r_L \frac{r_L^2 + x_L^2}{x_L^2}$	$R_L = r_L$	$R_L = r_L$

Os modelos M1, M2 e M3 foram aplicados ao Sistema-Exemplo. A Tabela 2.4 mostra os valores de perdas calculados por um algoritmo de fluxo de potência AC, além das estimativas obtidas pelos modelos. Foram considerados 5 pontos de operação diferentes, definidos por um fator de carregamento FC (uma constante pela qual se multiplicaram a carga e a geração de cada barra do sistema).

TABELA 2.4 – PERDAS NO SISTEMA-EXEMPLO

FC	Perdas Totais, MW			
	AC	M1	M2	M3
0,50	1,10	1,32	1,07	1,18
0,75	2,51	2,96	2,40	2,67
1,00	4,59	5,26	4,27	4,74
1,25	7,37	8,23	6,66	7,40
1,50	10,90	11,85	9,59	10,66
Erro Médio, MW		0,63	0,50	0,13
Erro Relativo, %		14,48	7,15	3,90

Observe que para este sistema, o modelo M3 foi o que apresentou a melhor aproximação em relação à modelagem AC. A Fig. 2.4 ilustra este comportamento.

As aplicações numéricas realizadas em capítulos posteriores deste trabalho utilizarão, por simplicidade, o modelo M3. Contudo, aplicações com sistemas diferentes poderão requerer a utilização de outros modelos, o que deve ser investigado através de estudos preliminares.

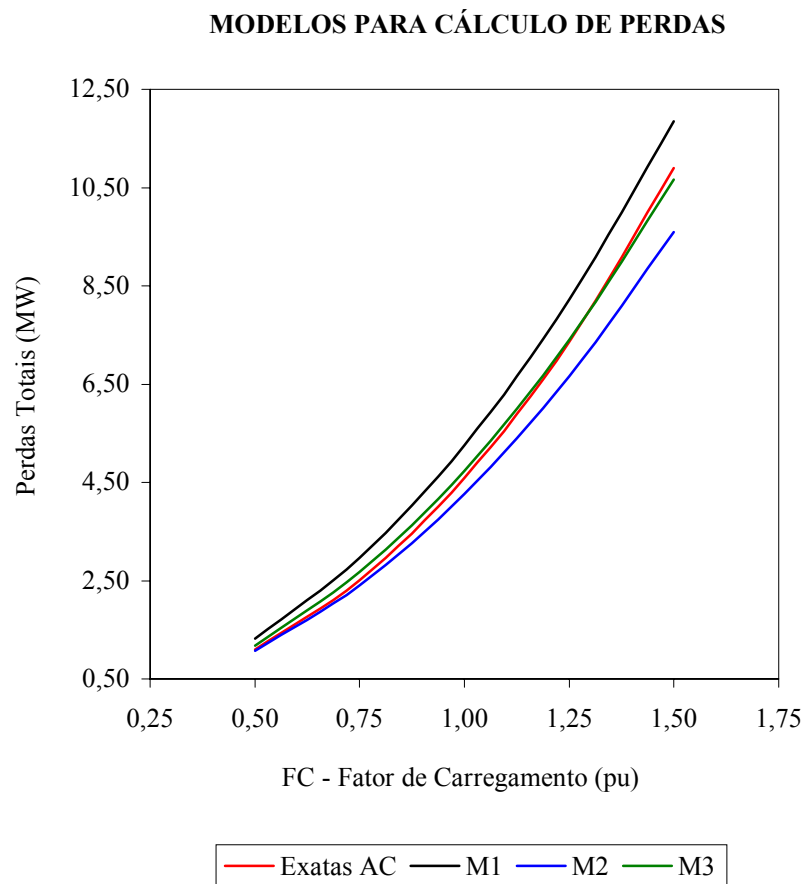


Fig. 2.4: Modelos Aproximados para Cálculo de Perdas

2.4. EQUIVALENTES EXTERNOS

2.4.1. Considerações Iniciais

Em geral, a utilização de equivalentes externos está associada a estudos de planejamento da expansão e da operação de sistemas de potência, como análises de contingências de linhas de transmissão e transformadores, além de estudos de curto-circuito e estabilidade transitória. Neste trabalho, os equivalentes externos serão utilizados na alocação de perdas em mercados de energia interligados.

O objetivo de um equivalente externo é permitir que uma rede elétrica reduzida seja utilizada para a realização de estudos em determinada área ou região de interesse do sistema, sendo as regiões externas representadas de maneira aproximada. Logo, o equivalente deve ser capaz de simular as reações da rede externa quando ocorrem perturbações na região de interesse [M83].

Para algumas perturbações na região interna, a reação da rede externa pode ser insignificante. Contudo, para perturbações ocorridas nas proximidades da fronteira entre estas duas regiões, as reações da rede externa geralmente são importantes e exigem a utilização de equivalentes para representá-las.

A seguir, são apresentados os principais conceitos relacionados à obtenção dos equivalentes Ward Linear e Ward Não-linear [MDGS79, M83, W49]. Realizam-se também algumas aplicações numéricas com o Sistema-Exemplo para ilustrar o procedimento.

2.4.2. Equivalente Ward – Modelo Linear

Um sistema elétrico pode ser dividido em 3 regiões: *Rede Interna*, *Fronteira* e *Rede Externa*, como mostra a Fig. 2.5.

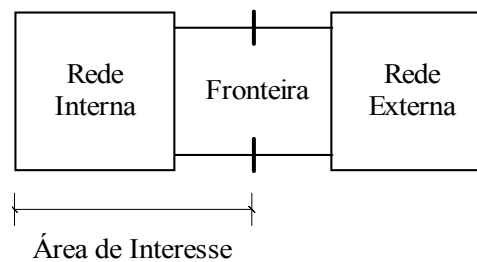


Fig. 2.5: Divisão da Rede para a Determinação do Equivalente Ward

Do equacionamento de fluxo de potência DC, tem-se que a relação entre os ângulos de fase das tensões e as injeções de potência ativa é dada pela Eq. (2.25). Em forma expandida,

$$\begin{array}{c}
 \begin{array}{ccc}
 & E & F & I \\
 E & B'_{EE} & B'_{EF} & \\
 F & B'_{FE} & B'_{FF} & B'_{FI} \\
 I & & B'_{IF} & B'_{II}
 \end{array}
 \end{array}
 \begin{array}{c}
 \theta_E \\
 \theta_F \\
 \theta_I
 \end{array}
 =
 \begin{array}{c}
 P_E \\
 P_F \\
 P_I
 \end{array}
 \quad (2.51)$$

onde os índices E , F e I representam, respectivamente, rede externa, fronteira e rede interna.

Equacionado θ_E em função de θ_F e θ_I através da primeira equação de (2.51) e substituindo o resultado na segunda equação, obtém-se o seguinte sistema reduzido:

$$\begin{array}{c} \text{F} \\ \text{I} \end{array} \begin{array}{|c|c|} \hline \text{B}'_{FF} & \text{B}'_{FI} \\ \hline \text{B}'_{IF} & \text{B}'_{II} \\ \hline \end{array} \begin{array}{|c|} \hline \theta_F \\ \hline \theta_I \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|} \hline \text{P}_F^{\text{eq}} \\ \hline \text{P}_I \\ \hline \end{array} \quad (2.52)$$

onde:

$$\text{B}'_{FF}^{\text{eq}} = \text{B}'_{FF} - \text{B}'_{FE} (\text{B}'_{EE})^{-1} \text{B}'_{EF} \quad (2.52a)$$

$$\text{P}_F^{\text{eq}} = \text{P}_F - \text{B}'_{FE} (\text{B}'_{EE})^{-1} \text{P}_E. \quad (2.52b)$$

A Fig. 2.6 ilustra o sistema correspondente às equações do sistema (2.52). Observe que nas barras de fronteira surgem ligações e injeções equivalentes para representar os circuitos e as injeções de potência ativa existentes na rede externa original.

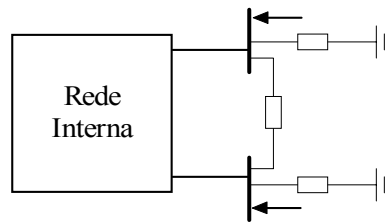


Fig. 2.6: Rede Reduzida – Equivalente Ward

Considere que o Sistema-Exemplo seja dividido como mostra a Fig. 2.7.

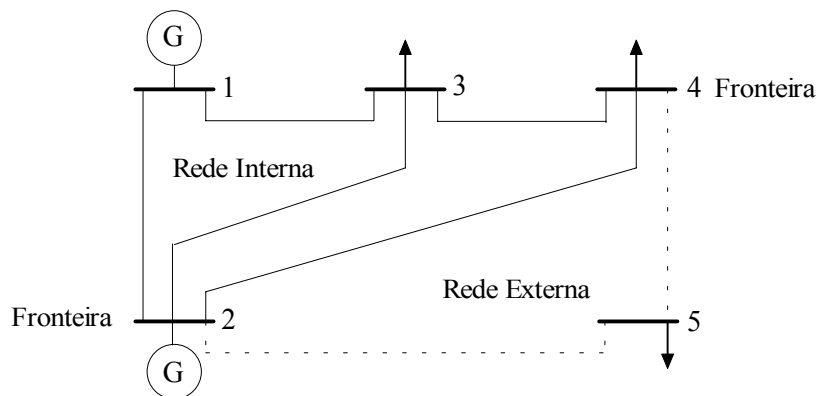


Fig. 2.7: Sistema-Exemplo – Rede Interna, Fronteira e Rede Externa

Admitindo-se o modelo linear DC, o sistema original de equações é,

		E		F		I			
		5	2	4	1	3			
E	5	12,5000	-8,3333	-4,1667	0,0000	0,0000	θ_5	=	-0,60
F	2	-8,3333	36,1111	-5,5556	-16,6667	-5,5556	θ_2	=	0,20
F	4	-4,1667	-5,5556	43,0556	0,0000	-33,3333	θ_4	=	-0,40
I	1	0,0000	-16,6667	0,0000	20,8333	-4,1667	θ_1	=	1,25
I	3	0,0000	-5,5556	-33,3333	-4,1667	43,0556	θ_3	=	-0,45

(2.53)

Neste exemplo, houve uma reordenação das barras na matriz B' para a aplicação das equações de cálculo do equivalente Ward. Através de (2.52a) e (2.52b), obtém-se o seguinte sistema reduzido que consta apenas das barras internas e de fronteira,

		F		I				
		2	4	1	3			
F	2	30,5556	-8,3333	-16,6667	-5,5556	θ_2	=	-0,20
F	4	-8,3333	41,6667	0,0000	-33,3333	θ_4	=	-0,60
I	1	-16,6667	0,0000	20,8333	-4,1667	θ_1	=	1,25
I	3	-5,5556	-33,3333	-4,1667	43,0556	θ_3	=	-0,45

(2.54)

Observe que os termos 2-4 e 4-2, referentes às fronteiras, passam de -5,5556 (com o sistema original) para -8,3333 (com sistema equivalente). Lembrando que o termo $i-k$ da matriz B' corresponde ao inverso da reatância do circuito entre i e k com sinal negativo (modelo M3), pode-se concluir que entre as Barras 2 e 4 da rede reduzida existe uma linha de transmissão equivalente com reatância de 0,12 pu, o que corresponde a adicionar uma linha com reatância de 0,36 pu em paralelo com a Linha 2-4 do sistema original. A Fig. 2.8 ilustra este conceito.

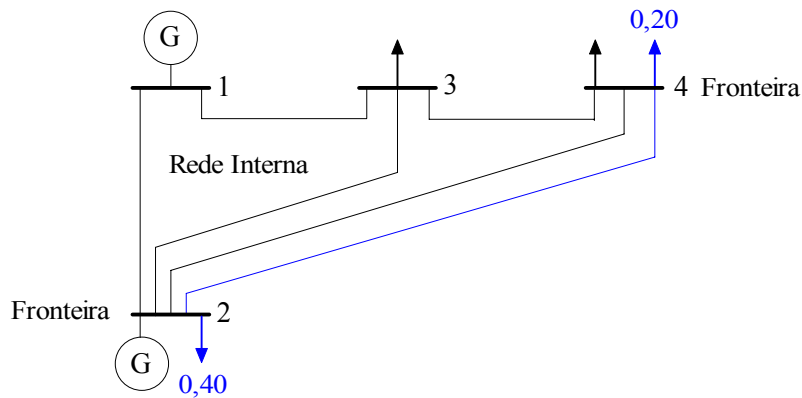


Fig. 2.8: Sistema-Exemplo – Equivalente Ward

Além disso, note que as injeções das Barras 1 e 3 (internas) não sofreram alterações, enquanto as injeções das Barras 2 e 4 (fronteiras) passaram de 0,20 e -0,40, para -0,20 e -0,60 pu, respectivamente. Dessa forma, observe que uma carga de 0,40 pu foi adicionada à Barra 2 e uma carga de 0,20 pu foi adicionada à Barra 4 como resultado do processo de redução.

A linha de transmissão e as cargas adicionadas ao sistema representam, de maneira exata, os circuitos 2-5 e 4-5, além da carga de 0,60 pu existente na Barra 5. Um cálculo de fluxo de potência DC na rede equivalente resultará nos mesmos ângulos de fase (nas Barras 1, 2, 3 e 4) e fluxos nos circuitos (1-3, 2-3, 2-4 e 3-4) obtidos com a rede completa (original).

2.4.3. Equivalente Ward – Modelo Não-Linear

Devido à linearidade do sistema (2.51), o sistema reduzido (2.52) é exato no sentido de que as reações externas são idênticas, quer calculadas com a rede completa, quer calculadas a partir da rede reduzida. Contudo, se as equações utilizadas na análise da rede forem não-lineares como estabelece o fluxo de potência AC, os resultados passam a ser aproximados¹⁰, porém aceitáveis na maioria das aplicações práticas.

Substituindo-se o sistema $B'\theta = P$ por $\dot{Y}\dot{V} = \dot{I}$, a determinação da rede equivalente torna-se análoga à apresentada para o modelo DC. Neste caso, pode-se determinar a matriz de admitância nodal equivalente do sistema reduzido,

$$\dot{Y}^{eq} = \begin{bmatrix} \dot{Y}_{FF}^{eq} & \dot{Y}_{FI} \\ \dot{Y}_{IF} & \dot{Y}_{II} \end{bmatrix} \quad (2.55)$$

onde:

$$\dot{Y}_{FF}^{eq} = \dot{Y}_{FF} - \dot{Y}_{FE} \dot{Y}_{EE}^{-1} \dot{Y}_{EF} . \quad (2.56)$$

A diferença básica reside na determinação das injeções equivalentes nas barras de fronteira, que neste caso devem ser obtidas de maneira a garantir que os estados da rede interna e de fronteira não sejam afetados quando da substituição da rede externa pelo equivalente. Logo, as injeções equivalentes de cada barra de fronteira k devem ser calculadas por,

¹⁰ No ponto de operação em que o equivalente foi determinado, o resultado é sempre exato. A aproximação se deve às reações externas, quando se faz modificações no ponto de operação do sistema.

$$P_k^{eq} = V_k^0 \sum_{m=1}^{nbr} V_m^0 (G_{km}^{eq} \cos \theta_{km}^0 + B_{km}^{eq} \sin \theta_{km}^0) \quad (2.57)$$

$$Q_k^{eq} = V_k^0 \sum_{m=1}^{nbr} V_m^0 (G_{km}^{eq} \sin \theta_{km}^0 - B_{km}^{eq} \cos \theta_{km}^0) \quad (2.58)$$

onde:

P_k^{eq} , Q_k^{eq} : injeções ativa e reativa equivalentes na barra de fronteira k em pu;

V^0 e θ^0 : valores das variáveis de estado correspondentes à rede completa;

G_{km}^{eq} e B_{km}^{eq} : partes real e imaginária do elemento k - m da matriz de admitância nodal da rede reduzida em pu;

nbr : número de barras do sistema reduzido.

Uma aplicação numérica com o equivalente Ward não-linear é apresentada no Capítulo 4.

2.5. COMENTÁRIOS FINAIS

Neste capítulo foram discutidos dois aspectos importantes da análise de sistemas em regime permanente: o cálculo do fluxo de potência e a determinação de equivalentes externos do tipo Ward. Apresentaram-se as formulações DC e AC para avaliação de fluxo de potência, além de modelos para o cálculo aproximado das perdas de uma rede de transmissão.

No capítulo seguinte, introduz-se uma nova metodologia para alocação de perdas em sistemas de transmissão de energia elétrica. O Sistema-Exemplo continua sendo utilizado para ilustrar os desenvolvimentos.

Os equivalentes externos serão utilizados no Capítulo 4, quando será estudada a alocação de perdas em mercados interligados, onde se torna fundamental avaliar as perdas associadas aos intercâmbios de potência entre as diversas áreas do sistema.

CAPÍTULO 3

ALOCAÇÃO DE PERDAS: ABORDAGEM BASEADA EM ANÁLISE INCREMENTAL

3.1. INTRODUÇÃO

NESTE capítulo, apresenta-se uma nova metodologia [LC03a, LC03b, LCMA01] para a alocação de perdas da transmissão entre os participantes de um mercado de energia elétrica. Conforme apresentado no Capítulo 1, as formulações existentes podem ser divididas em classes como *pro rata*, divisão proporcional, análise incremental de perdas (ITL), equação de perdas e teoria de circuitos em geral.

O problema de alocação de perdas consiste em dividir um montante de perdas previamente conhecido entre os produtores e os consumidores de energia do sistema. Assim, as receitas dos geradores e os pagamentos feitos pelas cargas não serão calculados com base no *volume medido* em suas barras, mas em seu *volume líquido*, i.e. já deduzido das perdas. Isso será feito através da determinação de um *fator de ajuste* para cada barra do sistema; uma constante pela qual se multiplica o volume medido, obtendo-se o volume líquido correspondente.

Uma solução possível para este problema seria fazer um rateio proporcional ao montante de energia gerada ou consumida de cada agente (*pro rata*). Contudo, este critério seria insensível à *localização* do agente na rede elétrica, i.e. se *eletricamente próximo* ou *remoto* em relação aos centros de carga e geração, ou se em uma área importadora ou exportadora de potência.

A metodologia apresentada neste trabalho enquadra-se na categoria ITL e propõe ratear as perdas entre os participantes, proporcionalmente à variação das perdas na transmissão, quando se eleva marginalmente a injeção de potência em cada barra do sistema. O conceito de *Centro de Perdas* é utilizado; uma barra *fictícia* do sistema, onde os geradores entregam sua energia produzida e as cargas recebem sua energia consumida, de maneira que essas duas quantidades sejam igualadas. Consideram-se dois modelos: *Básico*, onde a representação DC é utilizada e; *Estendido*, que aplica o equacionamento não-linear AC.

3.2. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA – MODELO BÁSICO (MB)

3.2.1. Modelo Linear para Perdas

De acordo com a modelagem de fluxo de potência DC apresentada no Capítulo 2, as perdas totais de um sistema podem ser estimadas através da Eq. (2.50), i.e.

$$\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{DC}} = \mathbf{F}^T \mathbf{R} \mathbf{F}$$

onde \mathbf{F} é o vetor ($n_l \times 1$) com os fluxos ativos em cada elemento de transmissão e \mathbf{R} é uma matriz diagonal ($n_l \times n_l$), cujo termo L - L corresponde, no caso mais simples, à resistência do circuito L . Na modelagem DC, os fluxos são uma função linear das injeções de potência ($\mathbf{F} = \beta \mathbf{P}$). Logo, conclui-se que as perdas são uma função quadrática das injeções de potência.

De acordo com o conceito de ITL, a alocação deve ser feita segundo a proporção definida pela variação nas perdas do sistema, quando a injeção de potência de cada barra é marginalmente incrementada. Assim, torna-se adequado obter um modelo linear para avaliar as perdas do sistema em torno de um ponto de operação \mathbf{P}_0 conhecido,

$$\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{DC}}(\mathbf{P}) \cong \text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{DC}}(\mathbf{P}_0) + \boldsymbol{\phi}(\mathbf{P} - \mathbf{P}_0) \quad (3.1)$$

sendo,

$$\boldsymbol{\phi} = \left. \frac{\partial \text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{DC}}}{\partial \mathbf{P}} \right|_{\mathbf{P}_0} = \left[\frac{\partial \text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{DC}}}{\partial \mathbf{F}} \times \frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{P}} \right]_{\mathbf{P}_0} = 2 \mathbf{F}_0^T \mathbf{R} \boldsymbol{\beta} \quad (3.2)$$

onde $\boldsymbol{\phi}$ é o vetor ($1 \times n_b$) de *fatores de perdas iniciais* e \mathbf{F}_0 é o vetor ($n_l \times 1$) com os fluxos de potência ativa nos circuitos para o ponto de operação \mathbf{P}_0 , em pu. Para simplificar a notação, o sinal “ \cong ” será substituído por “=” nas equações subseqüentes, uma vez que mesmo antes da linearização, as perdas já eram aproximadas.

O fator de perda *inicial* de uma barra j deve ser interpretado como:

$$\phi_j = \frac{\text{Variação nas Perdas Totais}}{\text{Variação na Injeção da Barra } j}, \text{ onde as variações são absorvidas na barra de referência.}$$

Este fator pode ser obtido numericamente a partir da solução do fluxo de potência, dando-se um incremento na injeção de potência da barra j e determinado-se a correspondente alteração

nas perdas totais do sistema¹¹. O quociente entre essas duas quantidades representa o fator de perda *inicial* da barra j , em MW/MW. Conclui-se, assim, que o fator de perda é uma grandeza adimensional.

Reconsidere o Sistema-Exemplo, cujos dados e a condição de operação já foram definidos no Capítulo 2. O cálculo de fatores de perdas *iniciais* para este sistema resulta em:

$$\phi = 2 F_0^T R \beta = \begin{bmatrix} 0 & -0,0342 & -0,0633 & -0,0671 & -0,0771 \end{bmatrix}. \quad (3.3)$$

Observe que o fator de perda *inicial* da barra de referência (neste caso, a Barra 1) é nulo, uma vez que qualquer variação na injeção desta barra é absorvida localmente e, por conseguinte, as perdas do sistema ficam inalteradas. A Fig. 3.1 ilustra o comportamento da função linear de perdas para cinco pontos de operação diferentes, definidos pelo fator de carregamento FC . A linearização foi feita com base no modelo M3, já apresentado no Capítulo 2.

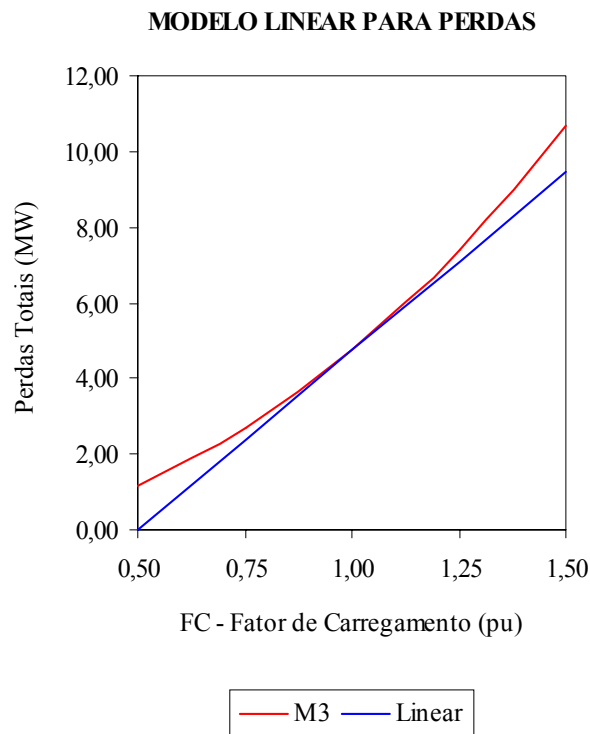


Fig. 3.1: Linearização de Perdas para o Sistema-Exemplo

¹¹ Neste caso, deve-se incrementar a injeção da barra j , determinar os novos fluxos ativos nos circuitos através do modelo linear DC e posteriormente, estimar as perdas do sistema pela Eq. (2.50).

Pode-se notar na Fig. 3.1, que a função linearizada é mais precisa nas proximidades do ponto de linearização, onde esta se torna idêntica ao valor estimado pelo modelo quadrático.

Conforme já verificado, não existe sensibilidade das perdas em relação à injeção de potência na barra de referência, o que permite afirmar que os fatores de perdas *iniciais* são fortemente dependentes da escolha de tal barra.

As sensibilidades *iniciais* não devem ser utilizadas para o rateio de perdas, uma vez que o participante conectado à barra de referência nunca seria responsabilizado. Ademais, a escolha de uma barra de referência é apenas um recurso matemático para solucionar o problema de fluxo de potência, não apresentando uma associação unívoca com o ponto de operação do sistema, que poderia ser obtido com base em qualquer barra de referência.

Para verificar a influência da barra de referência sobre os fatores de perdas, foram realizados cinco cálculos com o sistema-exemplo, cada qual utilizando uma barra de referência diferente. A Tabela 3.1 apresenta os fatores de perdas obtidos. Observe que as sensibilidades diferem significativamente para os casos considerados.

TABELA 3.1 – FATORES DE PERDAS INICIAIS PARA O SISTEMA-EXEMPLO

Barra	Barra de Referência				
	1	2	3	4	5
1	0,0000	0,0342	0,0633	0,0671	0,0771
2	-0,0342	0,0000	0,0291	0,0329	0,0430
3	-0,0633	-0,0291	0,0000	0,0038	0,0138
4	-0,0671	-0,0329	-0,0038	0,0000	0,0101
5	-0,0771	-0,0430	-0,0138	-0,0101	0,0000

Observe ainda que ao mudar a referência da Barra 1 para a Barra 2, os fatores de perdas de todas as barras sofrem uma variação adicional de 0,0342, o que equivale a subtrair o fator de perda da Barra 2 de todos os demais. A mesma propriedade também se verifica nas outras barras. Por exemplo, se a referência for mudada da Barra 2 para a Barra 3, os fatores de perdas de todas as barras são “deslocados” de 0,0291.

Portanto, conclui-se que ao mudar a referência de uma barra i para uma barra j , os fatores de perdas de todas as barras são subtraídos de uma constante que corresponde ao fator de perda da barra j quando a barra i é considerada como referência. Esta propriedade será utilizada a seguir, na determinação do *Centro de Referência para Perdas*.

3.2.2. Estratégia para Divisão de Perdas

Definitivamente, a escolha da barra de referência não deve exercer um impacto significativo sobre os resultados de uma metodologia de alocação de perdas. O referido problema pode ser evitado através do estabelecimento de um *critério* que defina a proporção com que as perdas totais devem ser divididas entre a carga e a geração do sistema.

Verificou-se que a mudança da barra de referência resulta no “deslocamento” dos fatores de perdas de todas as barras por um valor constante. Assim, considere o seguinte vetor com nb elementos iguais a uma certa constante k ,

$$\phi_k = \begin{bmatrix} k & k & k & \dots & k \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

onde o valor de k deve ser determinado de maneira que as perdas totais sejam divididas entre geradores e cargas, por exemplo, na proporção 50:50% entre as duas classes. Não obstante, outras proporções também poderiam ser consideradas.

Como o fluxo de potência DC não considera perdas na rede de transmissão, a soma de todos os elementos do vetor de injeções deve ser nula. Logo, observe a seguinte propriedade:

$$\phi_k P = \phi_k P_0 = 0. \quad (3.5)$$

Dessa forma, a Eq. (3.1) pode ser reescrita como,

$$\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{DC}}(P) = \text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{DC}}(P_0) + (\phi - \phi_k)(P - P_0). \quad (3.6)$$

A Eq. (3.6) pode ser aplicada a dois pontos em particular: $P = PG$ (vetor de gerações nas barras) e $P = -PC$ (vetor de cargas nas barras). Assim,

$$\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{DC}}(PG) = \text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{DC}}(P_0) + (\phi - \phi_k)(PG - P_0)$$

$$\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{DC}}(-PC) = \text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{DC}}(P_0) + (\phi - \phi_k)(-PC - P_0).$$

Para assegurar o critério 50:50%, as quantidades anteriores devem ser igualadas. Dessa forma,

$$(\phi - \phi_k)(PG) = (\phi - \phi_k)(-PC)$$

$$\phi_k (PG + PC) = \phi(PG + PC)$$

$$k(G + C) = \phi(PG + PC)$$

onde G e C representam, respectivamente, a geração e a carga total do sistema em pu. Assim,

$$k = \frac{1}{(G + C)} \phi(PG + PC). \quad (3.7)$$

Desenvolvendo a Eq. (3.7) em termos do produto de vetores,

$$k = \frac{\phi_1(PG_1 + PC_1) + \phi_2(PG_2 + PC_2) + \dots + \phi_{nb}(PG_{nb} + PC_{nb})}{(PG_1 + PC_1) + (PG_2 + PC_2) + \dots + (PG_{nb} + PC_{nb})}. \quad (3.8)$$

Observe que a constante k corresponde à média ponderada entre os fatores de perdas *iniciais* de todas as barras, onde os pesos são seus volumes de geração e carga (valores positivos).

3.2.3. Fatores de Perdas

Claramente, os fatores de perdas *iniciais* dependem da barra de referência. Contudo, o vetor,

$$\phi^* = \phi - \phi_k \quad (3.9)$$

independe de tal escolha e representa uma solução única, que varia apenas com os parâmetros elétricos e com o ponto de operação do sistema¹².

No caso do Sistema-Exemplo, onde a Barra 1 é admitida como referência,

$$PG = \begin{bmatrix} 1,25 & 0,20 & 0,00 & 0,00 & 0,00 \end{bmatrix}^T \text{ pu} \quad (3.10)$$

$$PC = \begin{bmatrix} 0,00 & 0,00 & 0,45 & 0,40 & 0,60 \end{bmatrix}^T \text{ pu.} \quad (3.11)$$

Em (3.3), determinou-se o vetor de fatores de perdas *iniciais*,

$$\phi = \begin{bmatrix} 0 & -0,0342 & -0,0633 & -0,0671 & -0,0771 \end{bmatrix}.$$

Neste sistema, $G = C = 1,45$ (o fluxo de potência DC não considera perdas). Assim,

¹² Esta propriedade é demonstrada analiticamente no Apêndice B.

$$k = \frac{1}{(G + C)} \phi(PG + PC) = -0,0374. \quad (3.12)$$

Finalmente,

$$\phi^* = \begin{bmatrix} 0,0374 & 0,0032 & -0,0259 & -0,0297 & -0,0397 \end{bmatrix}. \quad (3.13)$$

A Tabela 3.1 apresentou os fatores de perdas *iniciais* obtidos com cinco barras de referência diferentes. Para cada situação, foi determinado um valor diferente para a constante k , a saber: -0,0374; -0,0032; 0,0259; 0,0297 e 0,0397. A Tabela 3.2 apresenta os fatores ϕ^* para os casos.

TABELA 3.2 – FATORES DE PERDAS “DESLOCADOS” PARA O SISTEMA-EXEMPLO

Barra	Barra de Referência				
	1	2	3	4	5
1	0,0374	0,0374	0,0374	0,0374	0,0374
2	0,0032	0,0032	0,0032	0,0032	0,0032
3	-0,0259	-0,0259	-0,0259	-0,0259	-0,0259
4	-0,0297	-0,0297	-0,0297	-0,0297	-0,0297
5	-0,0397	-0,0397	-0,0397	-0,0397	-0,0397

Observe que ao mudar a barra de referência, os fatores de perdas *iniciais* da Tabela 3.1 e os valores da constante k são modificados. Contudo, os fatores ϕ^* permanecem inalterados, como pode ser visto na Tabela 3.2.

3.2.4. Centro de Referência Perdas

A constante k pode ser interpretada como a *translação* da referência angular do sistema para uma barra *ficção*, onde critério de rateio 50:50% entre geração e carga seja satisfeito. Esta “barra” é denominada *Centro de Referência para Perdas* ou, mais abreviadamente, *Centro de Perdas (CP)*. No Sistema Brasileiro, utiliza-se a denominação *Centro de Gravidade*.

Assuma que o *Centro de Perdas* seja, a partir de agora, definido como a barra de referência do sistema. Deste modo, a interpretação para o fator de perda de uma barra j passa a ser:

$$\phi_j^* = \frac{\text{Variação nas Perdas Totais}}{\text{Variação na Injeção da Barra } j}, \text{ onde as variações são absorvidas no } \textit{Centro de Perdas}.$$

Assim, o modelo linear pode ser reescrito com base nesta “nova barra de referência”,

$$\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{DC}}(P) = \text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{DC}}(P_0) + \phi^* (P - P_0). \quad (3.14)$$

A segunda parcela do segundo membro de (3.14) corresponde ao incremento nas perdas totais quando o sistema passa do ponto de operação P_0 para P (a transição é incremental e o *Centro de Perdas* absorve todas as variações). Observe que este incremento é dividido entre todas as barras do sistema, de acordo com os fatores de perdas. Desenvolvendo (3.14),

$$\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{DC}}(P) = -\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{DC}}(P_0) + \phi^* P. \quad (3.15)$$

Expandindo o produto de vetores,

$$\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{DC}}(P) = -\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{DC}}(P_0) + \phi_1^* P_1 + \phi_2^* P_2 + \dots + \phi_j^* P_j + \dots + \phi_{\text{nb}}^* P_{\text{nb}}.$$

O termo constante também pode ser dividido entre as barras, com base na mesma proporção. Assim, o montante de perdas atribuído à barra j será dado por $\rho \phi_j^* P_j$, onde:

$$\rho = 1 - \frac{\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{DC}}(P_0)}{\phi^* P}. \quad (3.16)$$

No ponto de operação $P = P_0$ (onde a análise está sendo feita), tem-se:

$$\phi^* P = 2 \text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{DC}}(P_0) \quad (3.17)$$

e, conseqüentemente, $\rho = 1/2$. Assim, pode-se definir o seguinte vetor de fatores de perdas:

$$\phi'' = \rho \phi^* = \frac{1}{2} \phi^*. \quad (3.18)$$

Neste ponto, as perdas estimadas pelo modelo DC são divididas entre as injeções de potência de todas as barras do sistema na proporção 50:50% entre geradores e cargas, i.e.

$$\phi'' P = \text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{DC}}(P_0). \quad (3.19)$$

Note que esta expressão permite expressar as perdas do sistema (estimadas pelo modelo DC) em uma soma de *quotas de responsabilidade*, i.e.

$$\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{DC}}(P_0) = \phi_1'' P_1 + \phi_2'' P_2 + \dots + \phi_j'' P_j + \dots + \phi_{\text{nb}}'' P_{\text{nb}}. \quad (3.20)$$

3.2.5. Fatores de Ajuste

Uma vez calculadas as sensibilidades em relação ao *Centro de Perdas*, pode-se representar o sistema como na Fig. 3.2, onde foram detalhadas apenas as barras i e j .

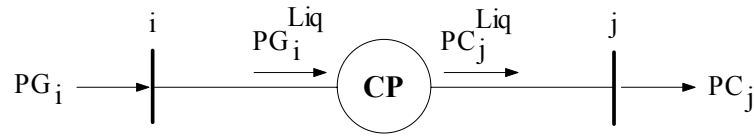


Fig. 3.2: Representação do Centro de Perdas

De acordo com a representação proposta, todas as barras do sistema devem ser interligadas ao *CP* através de linhas de transmissão *ficções*. As perdas ocorridas em cada linha devem ser iguais ao montante de perdas atribuído ao participante da barra correspondente. Observe que os volumes gerados e consumidos por todos os participantes são sempre injetados ou retirados do *Centro de Perdas*.

É possível determinar o *volume líquido* de cada participante no *CP*, subtraindo as perdas do volume produzido (para os geradores) ou adicionando as perdas ao volume consumido (para as cargas). Os volumes líquidos no *CP* devem ser utilizados para se efetuarem os pagamentos e receitas relativos à energia consumida ou gerada de cada participante. Por este motivo, o *CP* pode ser interpretado como uma “barra de mercado”. Note que:

Para uma barra de geração i ,

- $P_i = PG_i$;
- Sua contribuição para perdas (responsabilidade) vale: $Perdas(PG_i) = \phi_i'' PG_i$;
- Sua geração líquida é dada por: $P_i^{Liq} = PG_i - Perdas(PG_i)$. Assim,

$$PG_i^{Liq} = (1 - \phi_i'') PG_i. \quad (3.21)$$

Para uma barra de carga j ,

- $P_j = -PC_j$;
- Sua contribuição para perdas (responsabilidade) vale: $Perdas(PC_j) = -\phi_j'' PC_j$;
- Seu consumo líquido é dado por: $P_j^{Liq} = PC_j + Perdas(PC_j)$. Assim,

$$PC_j^{Liq} = (1 - \phi_j'') PC_j. \quad (3.22)$$

Os volumes líquidos de cada participante podem ser obtidos pelo produto de sua geração ou consumo por uma constante denominada *fator de ajuste*. Cada barra do sistema possui um fator de ajuste, o qual deverá ser recalculado a cada intervalo de contabilização da energia. De (3.21) e (3.22), pode-se concluir que o fator de ajuste (FA) de uma barra m qualquer é:

$$FA_m = 1 - \phi_m'' \quad (3.23)$$

Logo, o volume líquido gerado ou consumido por um agente conectado à barra m deve valer:

$$PG_m^{Liq} = FA_m PG_m \quad (3.24)$$

$$PC_m^{Liq} = FA_m PC_m \quad (3.25)$$

O seguinte vetor de fatores de perdas foi determinado anteriormente para o sistema-exemplo:

$$\phi^* = \begin{bmatrix} 0,0374 & 0,0032 & -0,0259 & -0,0297 & -0,0397 \end{bmatrix}.$$

Assim, de acordo com (3.18):

$$\phi'' = \frac{1}{2} \phi^* = \begin{bmatrix} 0,0187 & 0,0016 & -0,0130 & -0,0148 & -0,0199 \end{bmatrix}. \quad (3.26)$$

A Tabela 3.3 apresenta os volumes de geração e carga resultantes do fluxo de potência DC, além dos fatores de perdas e dos fatores de ajuste.

TABELA 3.3 – FATORES DE PERDAS E AJUSTE PARA O SISTEMA-EXEMPLO

Barra	Geração MW	Carga MW	Fator de Perda	Fator de Ajuste	Perdas Alocadas, MW	
					Geração	Carga
1	125,00	-	0,0187	0,9813	2,34	-
2	20,00	-	0,0016	0,9984	0,03	-
3	-	45,00	-0,0130	1,0130	-	0,59
4	-	40,00	-0,0148	1,0148	-	0,59
5	-	60,00	-0,0199	1,0199	-	1,19
<i>Total</i>	145,00	145,00	-	-	2,37	2,37

Pode-se observar que o montante de perdas estimado para este sistema, i.e. 4,74 MW (modelo M3), foi dividido na proporção 50:50% entre seus geradores e cargas.

Em geral, os fatores de ajuste são menores que 1 para a geração e maiores que 1 para a carga. Dessa forma, a geração total do sistema tende a ser reduzida e a carga aumentada para que seus volumes líquidos sejam iguais no *Centro de Perdas*. Os volumes líquidos apresentados na Fig. 3.3 correspondem ao produto entre os valores de geração e carga indicados nas barras e os respectivos fatores de ajuste (Tabela 3.3).

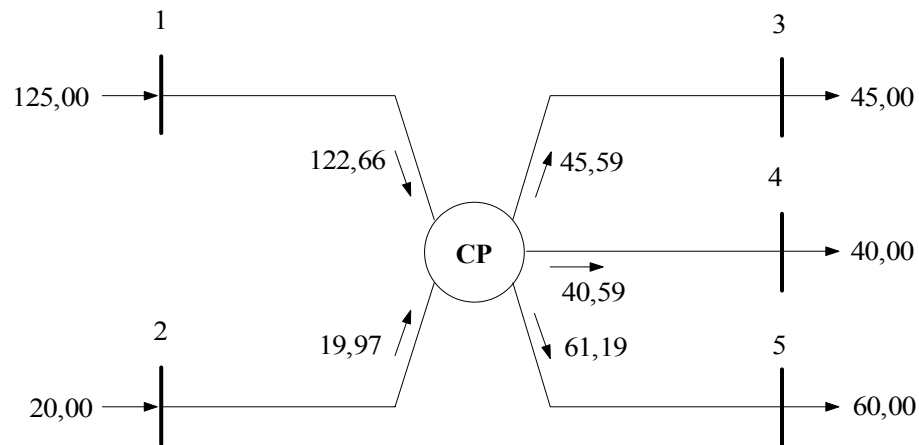


Fig. 3.3: Representação do Centro de Perdas para o Sistema-Exemplo

No *Centro de Perdas*, a geração líquida total vale $122,66 + 19,97 = 142,63$ MW, enquanto a carga líquida totaliza $45,59 + 40,59 + 61,19 = 147,37$ MW. Note que a carga líquida supera a geração no *CP*, onde o balanço de potência deveria ser nulo (geração e carga líquidas totais deveriam se igualar). Neste caso, o balanço de potência vale $147,37 - 142,63 = 4,74$ MW, que corresponde exatamente às perdas estimadas.

Este problema se deve ao fato de que, embora estimadas, as perdas não foram consideradas na solução do fluxo de potência, i.e. não foram incluídas nos despachos dos geradores.

3.2.6. Correções Necessárias

Todo o desenvolvimento anterior foi baseado nas suposições do fluxo de potência DC, onde a carga e a geração totais do sistema são iguais. Verificou-se que embora as perdas estimadas tenham sido alocadas na proporção 50:50% entre geradores e cargas, o balanço de potência no *Centro de Perdas* não foi atingido. Além disso, em uma aplicação real, a soma das perdas atribuídas a todos os participantes deve ser igual ao montante de perdas ocorridas, e não a um valor estimado para as mesmas.

Uma solução para o primeiro problema consiste na utilização de um *fluxo de potência DC com perdas* [M83], onde as perdas associadas a cada circuito L são representadas por duas cargas *fictícias* (iguais à metade das perdas em L) dispostas em suas barras terminais. Assim, o cálculo de fluxo de potência DC passa a ser feito em duas etapas. Na primeira, estimam-se os fluxos, as perdas, e determina-se um novo vetor de injeções (que considera as perdas como cargas *fictícias*). Na segunda, realiza-se um cálculo de fluxo de potência DC convencional, utilizando o vetor de injeções obtido na etapa anterior.

Assim, têm-se melhores estimativas para a potência gerada na barra de referência e para os fluxos nos circuitos. Se uma solução convergida de fluxo de potência AC estiver disponível, um ganho de precisão pode ser obtido se as *cargas fictícias* forem calculadas com base nas perdas AC. Neste caso, o novo vetor de potência injetada conterá os valores provenientes do modelo AC, i.e.

$$P = \begin{array}{|c|} \hline PG_1 - PC_1 - PFic_1 \\ \hline \dots \\ \hline PG_i - PC_i - PFic_i \\ \hline \dots \\ \hline PG_{nb} - PC_{nb} - PFic_{nb} \\ \hline \end{array} = PG^{AC} - PC^{AC} - PFic^{AC}. \quad (3.27)$$

onde PG^{AC} , PC^{AC} e $PFic^{AC}$ são vetores ($nb \times 1$) contendo, respectivamente, gerações, cargas e cargas *fictícias* das barras, obtidas pelo modelo AC. A metodologia poderia então utilizar este vetor de potência injetada. Contudo, como as perdas foram representadas como cargas *fictícias*, estas também assumirão uma quota de responsabilidade por perdas. Observe que esta última quota não foi efetivamente alocada, visto que as cargas *fictícias* não são participantes do mercado.

A solução adotada foi utilizar o vetor de injeções (3.27) em todos os cálculos, com exceção do que determina o valor da constante k , onde as cargas *fictícias* não são representadas. Deste modo, garante-se que as perdas totais sejam divididas na proporção 50:50% entre os geradores e as cargas “reais”. Contudo, a propriedade $\phi_k P = 0$ utilizada em (3.6) deixa de ser verdadeira, mas constitui uma ótima aproximação, visto que o produto $\phi_k P$ é numericamente muito pequeno.

O segundo problema se refere ao valor das perdas alocadas. Para que as perdas atribuídas sejam iguais às ocorridas, os fatores de perdas devem ser corrigidos ao final do processo por uma constante multiplicativa,

$$\sigma = \frac{\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{AC}}}{\phi'' P} \quad (3.28)$$

Observe que a constante de correção σ tem duas finalidades: i) corrigir a estimativa DC para perdas, e ii) compensar a aproximação $\phi_k P = 0$, utilizada em (3.6). Em geral, $\sigma \cong 1$ e os fatores de perdas *finalis* são dados por,

$$\phi^{\text{final}} = \sigma \phi'' \quad (3.29)$$

Agora, no ponto de operação considerado,

$$\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{AC}} = \phi_1^{\text{final}} P_1 + \phi_2^{\text{final}} P_2 + \dots + \phi_j^{\text{final}} P_j + \dots + \phi_{\text{nb}}^{\text{final}} P_{\text{nb}} \quad (3.30)$$

indicando que as perdas reais AC são divididas entre as injeções de todas as barras do sistema.

No caso do Sistema-Exemplo, o cálculo de fluxo de potência AC permite conhecer as perdas em cada circuito e determinar o vetor de cargas *fictícias*. Dessa forma, os vetores geração, carga e cargas *fictícias* são:

$$PG^{\text{AC}} = \begin{bmatrix} 1,2959 & 0,2000 & 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 \end{bmatrix}^T \text{ pu} \quad (3.31)$$

$$PC^{\text{AC}} = \begin{bmatrix} 0,0000 & 0,0000 & 0,4500 & 0,4000 & 0,6000 \end{bmatrix}^T \text{ pu} \quad (3.32)$$

$$PFic^{\text{AC}} = \begin{bmatrix} 0,0130 & 0,0167 & 0,0079 & 0,0025 & 0,0058 \end{bmatrix}^T \text{ pu.} \quad (3.33)$$

Observe que as perdas totais do sistema podem ser obtidas somando-se todos os elementos do vetor de cargas *fictícias*,

$$\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{AC}} = 0,0459 \text{ pu.} \quad (3.34)$$

O novo vetor de injeções é então,

$$P = \begin{bmatrix} 1,2829 & 0,1833 & -0,4579 & -0,4025 & -0,6058 \end{bmatrix}^T \text{ pu.} \quad (3.35)$$

Com estas injeções, pode-se calcular os novos fatores de perdas *iniciais*, a constante k e os demais fatores de perdas,

$$\phi = \begin{bmatrix} 0 & -0,0352 & -0,0645 & -0,0683 & -0,0785 \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

$$\phi_k = \begin{bmatrix} -0,0375 & -0,0375 & -0,0375 & -0,0375 & -0,0375 \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

$$\phi^* = \begin{bmatrix} 0,0375 & 0,0023 & -0,0270 & -0,0308 & -0,0410 \end{bmatrix} \quad (3.38)$$

$$\phi'' = \begin{bmatrix} 0,0188 & 0,0012 & -0,0135 & -0,0154 & -0,0205 \end{bmatrix} . \quad (3.39)$$

A correção multiplicativa para as perdas reais é:

$$\sigma = \frac{\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{AC}}}{\phi'' P} = \frac{0,0459}{0,0491} = 0,9349 . \quad (3.40)$$

Logo, os fatores de perdas *finais* são:

$$\phi^{\text{final}} = \begin{bmatrix} 0,0175 & 0,0011 & -0,0126 & -0,0144 & -0,0192 \end{bmatrix} . \quad (3.41)$$

A Tabela 3.4 apresenta os valores de geração e carga provenientes de um cálculo de fluxo de potência AC, os fatores de perdas e ajuste, além dos volumes líquidos no *Centro de Perdas*. Deve-se lembrar que a potência-base do Sistema-Exemplo vale 100 MVA

TABELA 3.4 – SISTEMA-EXEMPLO: RESULTADOS FINAIS

Barra	Geração MW	Carga MW	Fator de Perda	Fator de Ajuste	Perdas Alocadas, MW	
					Geração	Carga
1	129,59	-	0,0175	0,9825	2,27	-
2	20,00	-	0,0011	0,9989	0,02	-
3	-	45,00	-0,0126	1,0126	-	0,57
4	-	40,00	-0,0144	1,0144	-	0,58
5	-	60,00	-0,0192	1,0192	-	1,15
Total	149,59	145,00	-	-	2,29	2,29

Observe que:

- A constante de correção σ vale 0,9349, indicando que as perdas estimadas pelo modelo aproximado DC são ligeiramente superiores às perdas reais obtidas pelo modelo AC;
- As perdas são divididas entre geradores e cargas na proporção 50:50%;
- Apesar de apresentar um maior volume consumido, a Barra 3 tem um montante de perdas atribuídas menor que a Barra 4, refletindo o fato de que a Barra 3 está “eletricamente mais próxima” do *Centro de Perdas* do que a Barra 4.

A Fig. 3.4 ilustra o *Centro de Perdas* e os valores líquidos obtidos no cálculo.

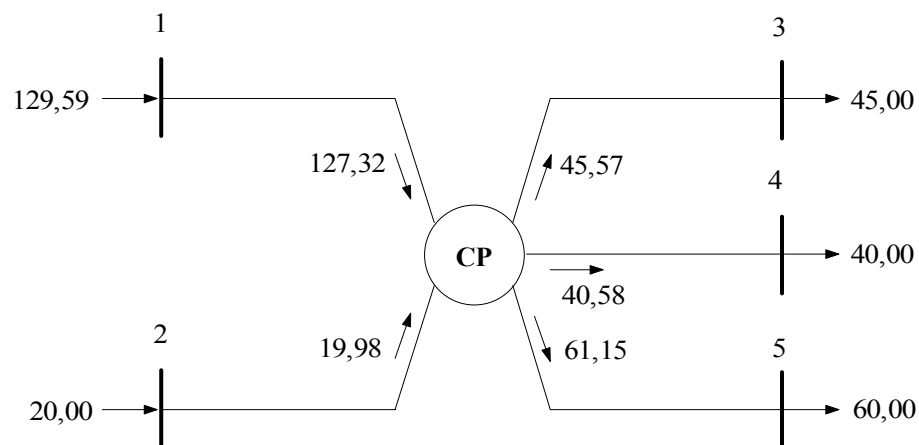


Fig. 3.4: Centro do Sistema-Exemplo – Resultado Final

A geração líquida total vale $127,32 + 19,98 = 147,30$ MW, enquanto a carga líquida totaliza $45,57 + 40,58 + 61,15 = 147,30$ MW no *Centro de Perdas*, indicando que o montante total de perdas ocorridas foi atribuído.

3.2.7. Algoritmo para Determinação dos Fatores de Perdas – Modelo Básico

O seguinte algoritmo descreve os passos para a aplicação do *Modelo Básico* de cálculo de fatores de perdas.

Embora esteja sendo considerada a utilização de um fluxo de potência AC para o cálculo das perdas e da potência ativa gerada na barra *swing*, é possível utilizar o fluxo de potência DC caso uma solução AC não esteja disponível.

Passo 1: Com os valores medidos¹³, executar um fluxo de potência AC e determinar as perdas em cada circuito e as perdas totais;

Passo 2: Com os resultados do fluxo de potência AC, determinar o vetor de injeções:

$$P = PG^{AC} - PC^{AC} - PFic^{AC} \quad (3.42)$$

onde:

P : vetor ($nb \times 1$) de potência injetada nas barras em pu;

PG^{AC} : vetor ($nb \times 1$) de potência gerada nas barras em pu;

PC^{AC} : vetor ($nb \times 1$) de cargas das barras em pu;

$PFic^{AC}$: vetor ($nb \times 1$) de cargas *fictícias* nas barras em pu.

Passo 3: Passar para o “modelo DC com perdas” e estimar o vetor de fluxos ativos por¹⁴,

$$F = \beta P . \quad (3.43)$$

Passo 4: Obter os vetores de fatores de perdas,

$$\phi = 2F^T R \beta \quad (3.44)$$

$$\phi_k = \begin{bmatrix} k & k & \dots & k \end{bmatrix}$$

sendo:

$$k = \frac{1}{G + C} \phi [PG^{AC} + PC^{AC}] \quad (3.45)$$

Assim, pode-se obter o vetor:

$$\phi^* = \phi - \phi_k \quad (3.46)$$

¹³ Pode-se também utilizar valores provenientes de estimadores de estado.

¹⁴ Existe ainda a possibilidade de se utilizarem os fluxos ativos obtidos diretamente pelo modelo AC.

E, em seguida:

$$\phi'' = \frac{1}{2} \phi^* \quad (3.47)$$

onde:

G: geração total proveniente do fluxo de potência AC em pu;

C: carga total em pu;

F: vetor ($n_l \times 1$) de fluxos nos circuitos, estimados pelo “modelo DC com perdas” em pu.

Passo 5: Redefinir o vetor P como:

$$P = PG^{AC} - PC^{AC} \quad (3.48)$$

Passo 6: Calcular o fator de correção e o vetor de fatores de perdas finais:

$$\sigma = \frac{\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{AC}}{\phi'' P} \quad (3.49)$$

$$\phi^{\text{final}} = \sigma \phi'' \quad (3.50)$$

O algoritmo descrito anteriormente foi utilizado na implementação computacional do *Modelo Básico*. Nas Seções 3.4 e 3.5 são apresentadas algumas aplicações numéricas e análises de sensibilidade do método.

Na Seção 5.4 é realizada uma discussão mais aprofundada sobre resultados e características da abordagem ITL. Nestas aplicações, utiliza-se o *IEEE-RTS*.

A seguir, apresenta-se a formulação matemática do problema de alocação de perdas, com base na modelagem não-linear AC.

3.3. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA – MODELO ESTENDIDO (ME)

3.3.1. Cálculo de Perdas

O problema de alocação de perdas foi formulado inicialmente com base nas equações lineares do fluxo de potência DC, originando o *Modelo Básico*. Alternativamente, o *Modelo Estendido (ME)*, apresentado a seguir, utiliza a formulação não-linear AC. O objetivo é desenvolver uma metodologia que considere as perdas reais AC e não as estimadas por modelos aproximados. Considere o modelo para o circuito L entre duas barras i e k , mostrado na Fig. 3.5.

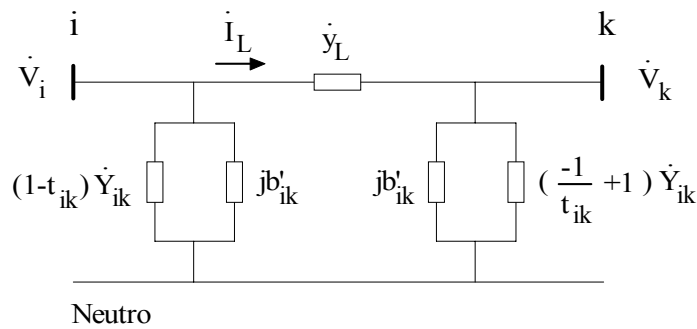


Fig. 3.5: Modelo para o Circuito entre duas Barras

A única diferença entre este modelo e o introduzido no Capítulo 2 relaciona-se à simbologia adotada. Neste caso, utiliza-se \dot{y}_L para representar a admitância de uma linha de transmissão ou a admitância nominal de um transformador multiplicada por seu *tap* t_{ik} . Os demais termos podem ser interpretados como anteriormente. Assim,

$$\dot{y}_L = t_{ik} \dot{y}_{ik} \quad (3.51)$$

Uma vez resolvido o fluxo de potência AC, pode-se calcular a corrente em qualquer elemento de transmissão L por,

$$\dot{I}_L = \dot{y}_L (\dot{V}_i - \dot{V}_k) \quad (3.52)$$

onde:

$$\dot{y}_L = g_L + j b_L \quad : \text{admitância equivalente do circuito } L \text{ em pu;} \quad (3.53)$$

$$\dot{V}_i = V_i (\cos \theta_i + j \sin \theta_i) \quad : \text{tensão complexa da barra } i \text{ em pu;} \quad (3.54)$$

$$\dot{V}_k = V_k (\cos \theta_k + j \sin \theta_k) \quad : \text{tensão complexa da barra } k \text{ em pu.} \quad (3.55)$$

Desenvolvendo (3.52),

$$\begin{aligned} \dot{I}_L = & [V_i (g_L \cos \theta_i - b_L \sin \theta_i) - V_k (g_L \cos \theta_k - b_L \sin \theta_k)] + \\ & + j[V_i (g_L \sin \theta_i + b_L \cos \theta_i) - V_k (g_L \sin \theta_k + b_L \cos \theta_k)] \end{aligned} \quad (3.56)$$

Por outro lado, as perdas ocorridas¹⁵ no circuito L são dadas por:

$$\text{Perdas}_L^{\text{AC}} = r_L |\dot{I}_L|^2 = r_L I_L^2 \quad (3.57)$$

onde r_L é a resistência equivalente do circuito L e I_L é o módulo da corrente neste elemento. A partir de (3.56), pode-se calcular:

$$I_L = \sqrt{(g_L^2 + b_L^2)(V_i^2 + V_k^2 - 2V_i V_k \cos \theta_{ik})} \quad (3.58)$$

que pode ser expressa em termos da resistência e da reatância de L ,

$$I_L = \sqrt{\frac{1}{r_L^2 + x_L^2} (V_i^2 + V_k^2 - 2V_i V_k \cos \theta_{ik})} \quad (3.59)$$

onde r_L e x_L representam, respectivamente, a resistência e a reatância equivalente do circuito L entre i e k , i.e.

$$r_L = \frac{r_{ik}}{t_{ik}} \quad (3.60)$$

$$x_L = \frac{x_{ik}}{t_{ik}}. \quad (3.61)$$

As perdas totais do sistema são,

$$\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{AC}} = \sum_{L=1}^{nl} \text{Perdas}_L^{\text{AC}} = \sum_{L=1}^{nl} r_L I_L^2. \quad (3.62)$$

A Eq. (3.62) pode ser reescrita em forma matricial,

$$\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{AC}} = I^T R I \quad (3.63)$$

¹⁵ Neste caso, desprezam-se as eventuais perdas ocorridas nos elementos *shunt* dos circuitos do sistema que, em geral, se devem a modelos π de transformadores com *taps*. Para corrigir estas e outras aproximações utilizadas no decorrer do desenvolvimento deste modelo, será introduzida uma constante de correção, tal como no *MB*.

onde:

I : vetor ($nl \times 1$) com os módulos das correntes nos circuitos em pu;

R: matriz diagonal ($nl \times nl$) de resistências de circuitos, onde $R_{LL} = r_L$ em pu.

3.3.2. Modelo para Perdas

Considere os vetores,

$$Y = \begin{bmatrix} P & Q \end{bmatrix}^T \quad e \quad X = \begin{bmatrix} \theta & V \end{bmatrix}^T \quad (3.64)$$

onde Y é o vetor ($2nb \times 1$) de injeções ativas (P) e reativas (Q) nas barras e X é o vetor ($2nb \times 1$) de variáveis de estado, i.e. ângulos de fase (θ) e magnitudes de tensão (V) de todas as barras. Neste caso, X se difere do vetor utilizado na análise do fluxo de potência AC, onde apenas os ângulos de fase das tensões das barras PV e PQ e as magnitudes de tensão das barras PQ são representados.

Em torno de um ponto de operação Y_0 , as perdas totais do sistema podem ser estimadas pela seguinte expressão:

$$\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{AC}}(Y) = \text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{AC}}(Y_0) + \phi^{\text{AC}}(Y - Y_0) \quad (3.65)$$

onde ϕ^{AC} é o vetor ($1 \times 2nb$) com as sensibilidades das perdas em relação às injeções ativas e reativas das barras. Este vetor pode ser calculado por:

$$\phi^{\text{AC}} = \left. \frac{\partial \text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{AC}}}{\partial Y} \right|_{Y_0} = \left[\frac{\partial \text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{AC}}}{\partial I} \times \frac{\partial I}{\partial Y} \right]_{Y_0} = 2I_0^T R \alpha . \quad (3.66)$$

Em (3.66), α é uma matriz ($nl \times 2nb$) de sensibilidades dos módulos das correntes dos circuitos em relação às injeções ativas e reativas das barras, podendo ser calculada pela regra da cadeia,

$$\alpha = \frac{\partial I}{\partial X} \times \frac{\partial X}{\partial Y} = S \times T . \quad (3.67)$$

A matriz $S = \partial I / \partial X$ é obtida através da diferenciação da Eq. (3.59) em relação às variáveis de estado θ e V, para todos os circuitos L do sistema.

- O ângulo de fase e a magnitude da tensão da barra *swing* são insensíveis às injeções de potência ativa e reativa de todas as barras do sistema, pois são valores especificados;
- As magnitudes de tensão nas barras PV são especificadas e, conseqüentemente, tornam-se insensíveis a todas as injeções de potência ativa e reativa;
- Nenhum ângulo de fase e magnitude de tensão é sensível às injeções de potência ativa e reativa na barra *swing*, visto que qualquer variação nesta barra é absorvida localmente;
- Todos os ângulos de fase e magnitudes de tensão são insensíveis às injeções reativas nas barras PV, pois suas variações são compensadas nas próprias barras.

Com base nestas propriedades, conclui-se que a matriz T deve apresentar o seguinte *formato*:

$$\begin{array}{c}
 \begin{array}{c}
 \theta \\
 \hline
 T = \\
 \hline
 V
 \end{array}
 \begin{array}{c}
 \begin{array}{c}
 \text{P} \qquad \qquad \text{Q} \\
 \hline
 \text{SW} \quad \text{PV} \quad \text{PQ} \quad \text{SW} \quad \text{PV} \quad \text{PQ} \\
 \hline
 \text{SW} \quad \begin{array}{|c|c|c|} \hline 0 & 0 & 0 \\ \hline \end{array} \quad \begin{array}{|c|c|} \hline 0 & 0 \\ \hline \end{array} \quad \begin{array}{|c|} \hline 0 \\ \hline \end{array} \\
 \hline
 \text{PV} \quad \begin{array}{|c|c|c|} \hline \text{shaded} & \text{shaded} & \text{shaded} \\ \hline \end{array} \quad \begin{array}{|c|c|} \hline 0 & 0 \\ \hline \end{array} \quad \begin{array}{|c|} \hline \text{shaded} \\ \hline \end{array} \\
 \hline
 \text{PQ} \quad \begin{array}{|c|c|c|} \hline 0 & \text{shaded} & \text{shaded} \\ \hline \end{array} \quad \begin{array}{|c|c|} \hline 0 & 0 \\ \hline \end{array} \quad \begin{array}{|c|} \hline \text{shaded} \\ \hline \end{array} \\
 \hline
 \text{SW} \quad \begin{array}{|c|c|c|} \hline 0 & 0 & 0 \\ \hline \end{array} \quad \begin{array}{|c|c|} \hline 0 & 0 \\ \hline \end{array} \quad \begin{array}{|c|} \hline 0 \\ \hline \end{array} \\
 \hline
 \text{PV} \quad \begin{array}{|c|c|c|} \hline 0 & 0 & 0 \\ \hline \end{array} \quad \begin{array}{|c|c|} \hline 0 & 0 \\ \hline \end{array} \quad \begin{array}{|c|} \hline 0 \\ \hline \end{array} \\
 \hline
 \text{PQ} \quad \begin{array}{|c|c|c|} \hline 0 & \text{shaded} & \text{shaded} \\ \hline \end{array} \quad \begin{array}{|c|c|} \hline 0 & 0 \\ \hline \end{array} \quad \begin{array}{|c|} \hline \text{shaded} \\ \hline \end{array} \\
 \hline
 \end{array}
 \end{array}
 \begin{array}{c}
 \text{nb} \\
 \hline
 \text{nb}
 \end{array}
 \end{array}
 \quad (3.73)
 \end{array}$$

Os elementos não-nulos de T, simbolizados pelas submatrizes TH, TN, TM e TL, são obtidos diretamente pela inversa da matriz *Jacobiana* (J), utilizada no fluxo de potência AC. Observe que $T = \partial X / \partial Y$, enquanto $J = \partial Y / \partial X$.

Do exposto anteriormente, conclui-se que a matriz de sensibilidades das correntes de circuitos em relação às injeções ativas e reativas nas barras é do tipo,

$$\alpha = \begin{array}{c} \begin{array}{c} \text{P} \qquad \qquad \text{Q} \\ \hline \text{SW} \quad \text{PV} \quad \text{PQ} \quad \text{SW} \quad \text{PV} \quad \text{PQ} \\ \hline \begin{array}{|c|c|c|c|c|c|} \hline 0 & \text{hatched} & \text{hatched} & 0 & 0 & \text{hatched} \\ \hline 0 & \text{hatched} & \text{hatched} & 0 & 0 & \text{hatched} \\ \hline \vdots & \text{hatched} & \text{hatched} & \vdots & \vdots & \text{hatched} \\ \hline \vdots & \text{hatched} & \text{hatched} & \vdots & \vdots & \text{hatched} \\ \hline 0 & \text{hatched} & \text{hatched} & 0 & 0 & \text{hatched} \\ \hline \end{array} \\ \hline \end{array} \\ \begin{array}{c} \text{nl} \\ \hline \end{array} \end{array} \quad (3.74)$$

$\begin{array}{c} \text{nb} \qquad \qquad \text{nb} \end{array}$

onde não existe sensibilidade em relação à injeção ativa e reativa da barra *swing* e à potência reativa das barras PV. Os termos identificados por hachuras são, a princípio, não-nulos.

No Sistema-Exemplo, a Barra 1 é *swing*, a Barra 2 é PV e as Barras 3, 4 e 5 são do tipo PQ. Logo, o cálculo da matriz α resulta em:

$$\alpha = \begin{array}{c} \begin{array}{c} \text{P} \qquad \qquad \text{Q} \\ \hline 1 \quad 2 \quad 3 \quad 4 \quad 5 \quad 1 \quad 2 \quad 3 \quad 4 \quad 5 \\ \hline \begin{array}{|c|c|c|c|c|c|c|c|c|c|} \hline 1 & 0 & -0,8435 & -0,6523 & -0,6979 & -0,8208 & 0 & 0 & -0,0146 & -0,0114 & -0,0059 \\ \hline 2 & 0 & -0,1488 & -0,3655 & -0,3244 & -0,2132 & 0 & 0 & -0,0112 & -0,0099 & -0,0060 \\ \hline 3 & 0 & 0,0599 & -0,2843 & -0,2171 & -0,0336 & 0 & 0 & -0,0811 & -0,0662 & -0,0250 \\ \hline 4 & 0 & 0,0495 & -0,2295 & -0,3042 & -0,0704 & 0 & 0 & -0,0548 & -0,0655 & -0,0257 \\ \hline 5 & 0 & 0,0251 & -0,1175 & -0,1557 & -0,6981 & 0 & 0 & -0,0303 & -0,0364 & -0,1146 \\ \hline 6 & 0 & -0,0860 & 0,3163 & -0,5222 & -0,2344 & 0 & 0 & -0,0951 & 0,1067 & 0,0304 \\ \hline 7 & 0 & -0,0263 & 0,1130 & 0,1503 & -0,2983 & 0 & 0 & 0,0085 & 0,0084 & -0,0160 \\ \hline \end{array} \\ \hline \end{array} \end{array} \quad (3.75)$$

Pode-se observar que:

- Os módulos das correntes são mais sensíveis em relação às injeções ativas que às reativas, o que pode ser verificado por uma simples inspeção nas magnitudes dos elementos da matriz α ;
- Não existe sensibilidade das correntes em relação à injeção ativa da Barra 1 (*swing*) e à potência reativa das Barras 1 e 2, *swing* e PV, respectivamente;

- A matriz $\beta = \partial F/\partial P$ calculada através da formulação linear DC é numericamente próxima à partição de α correspondente às injeções ativas, visto que no *Modelo Básico* os fluxos de potência ativa são utilizados como aproximação das correntes em pu.

Uma vez conhecida a matriz α , as sensibilidades das perdas reais do sistema em relação às injeções ativas e reativas em todas as barras podem ser calculadas pela Eq. (3.66), i.e.

$$\phi^{AC} = \left. \frac{\partial \text{Perdas}_{\text{Tot}}^{AC}}{\partial Y} \right|_{Y_0} = 2I_0^T R \alpha$$

onde o vetor de correntes nos circuitos é obtido pela aplicação da Eq. (3.59) a cada circuito L do sistema, utilizando os resultados do fluxo de potência AC¹⁶. Logo,

P					Q				
1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
0	-0,0338	-0,0629	-0,0668	-0,0775	0	0	-0,0069	-0,0061	-0,0070

(3.76)

A exemplo da matriz α , não existe sensibilidade das perdas em relação à injeção de potência ativa na barra *swing* e às injeções reativas nas barras *swing* e *PV*. Em geral, as perdas são mais sensíveis às injeções ativas que às injeções reativas. Neste caso, as sensibilidades relacionadas à potência reativa são da ordem de 10% das relacionadas às injeções ativas correspondentes (para as barras PQ). Este vetor de sensibilidades pode ser dividido em duas partições, a saber:

$$\phi^{AC} = \left[\begin{array}{|c|c|} \hline \phi_P & \phi_Q \\ \hline \end{array} \right] \quad (3.77)$$

onde a primeira partição contém as sensibilidades das perdas em relação às injeções ativas e a segunda contém as sensibilidades relacionadas às injeções reativas. Observe que no *Modelo Estendido* torna-se possível, em uma primeira análise, atribuir perdas às injeções reativas. No entanto, existem regras específicas para penalizar consumidores com baixo fator de potência. Assim, a atribuição de perdas às injeções reativas poderia implicar uma dupla penalização.

A metodologia proposta neste trabalho atribuirá perdas somente às injeções ativas. Para isto, o modelo linear (3.65) será reescrito como função explícita de P, conforme detalhado a seguir.

¹⁶ Os resultados completos do fluxo de potência AC são apresentados no Apêndice C.

Do modelo de perdas (3.65),

$$\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{AC}}(Y) = \text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{AC}}(Y_0) - \phi^{\text{AC}} Y_0 + \phi^{\text{AC}} Y.$$

Em termos das partições,

$$\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{AC}}(P, Q) = \text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{AC}}(Y_0) - \phi_P P_0 - \phi_Q Q_0 + \phi_P P + \phi_Q Q.$$

Logo,

$$\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{AC}}(P) = C_0 + \phi_P P \quad (3.78)$$

sendo o termo constante, determinado no ponto de linearização Y_0 , i.e.

$$C_0 = \text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{AC}}(Y_0) - \phi_P P_0. \quad (3.79)$$

Observe que no ponto de interesse P_0 , o modelo de perdas (3.78) é exato.

3.3.3. Estratégia para Divisão de Perdas

No *Modelo Básico*, assumiu-se a proporção 50:50% para dividir perdas entre geração e carga, o que permitiu a determinação de uma constante k , utilizada para eliminar a dependência dos fatores de perdas em relação à barra de referência. De maneira análoga, pode-se determinar para o *Modelo Estendido*:

$$k^{\text{AC}} = \frac{1}{G + C} \phi_P (PG + PC) \quad \text{e, conseqüentemente,} \quad (3.80)$$

$$\phi_P^* = \phi_P - \phi_k^{\text{AC}} \quad (3.81)$$

sendo,

$$\phi_k^{\text{AC}} = \left[\begin{array}{|c|c|c|c|c|} \hline k^{\text{AC}} & k^{\text{AC}} & k^{\text{AC}} & \dots & k^{\text{AC}} \\ \hline \end{array} \right]. \quad (3.82)$$

Nas equações anteriores, G e C representam os volumes totais de geração e a carga, enquanto PG e PC são os vetores com a geração e a carga de cada barra. Assim, o modelo linear (3.78) pode ser reescrito como:

$$\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{AC}*}(P) = C_0 + \phi_P^* P. \quad (3.83)$$

Ao contrário de (3.78), a Eq. (3.83) não é exata no ponto $P = P_0$, visto que o produto $\phi_k^{AC} P$ é pequeno, porém não nulo. Logo, a mudança da barra *swing* para o *CP* introduz uma pequena *imprecisão* no modelo. Por esta razão, as perdas recuperadas foram denotadas por $\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{AC*}$.

3.3.4. Fatores de Perdas

Expandindo a Eq. (3.83) em termos do produto de vetores,

$$\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{AC*}(P) = C_0 + \phi_{P1}^* P_1 + \phi_{P2}^* P_2 + \dots + \phi_{Pj}^* P_j + \dots + \phi_{Pnb}^* P_{nb}. \quad (3.84)$$

O termo constante também pode ser dividido entre as injeções P_1, P_2, \dots, P_{nb} , com base na mesma proporção. Conseqüentemente, a parcela de perdas atribuída a qualquer barra j é dada por $\rho^{AC} \phi_{Pj}^* P_j$, onde:

$$\rho^{AC} = 1 + \frac{C_0}{\phi_P^* P_0}. \quad (3.85)$$

De maneira análoga ao *MB*, define-se o vetor de fatores de perdas,

$$\phi_P'' = \rho^{AC} \phi_P^*. \quad (3.86)$$

No *MB*, $\rho = 1/2$ (um caso particular do fluxo de potência DC). Contudo, no *ME* não é possível prever o valor de ρ^{AC} , mas espera-se que este seja próximo de $1/2$, devido ao bom grau de aproximação provido pela formulação DC.

3.3.5. Correções Necessárias

Em princípio, o *ME* não deveria requerer correções, uma vez que a formulação exata AC foi utilizada. Contudo, para compensar o erro introduzido quando as sensibilidades *iniciais* foram “deslocadas” por ϕ_k^{AC} em (3.83), torna-se necessário aplicar um fator de correção. Este fator faz com que as perdas recuperadas sejam iguais às perdas ocorridas, sendo calculado por,

$$\begin{aligned} \sigma^{AC} &= \frac{\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{AC}}{\phi_P'' P_0} = \frac{\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{AC}}{C_0 + \phi_P^* P_0} = \frac{\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{AC}}{C_0 + (\phi_P - \phi_k^{AC}) P_0} = \frac{\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{AC}}{\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{AC} - \phi_P P_0 + \phi_P P_0 - \phi_k^{AC} P_0} \\ \sigma^{AC} &= \frac{\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{AC}}{\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{AC} - k^{AC} \text{Perdas}_{\text{Tot}}^{AC}} = \frac{1}{1 - k^{AC}} \end{aligned} \quad (3.87)$$

Assim, os fatores de perdas *finais* são calculados por,

$$\phi_P^{\text{final}} = \sigma^{\text{AC}} \phi_P'' . \quad (3.88)$$

3.3.6. Algoritmo

Observe que o fator de correção σ^{AC} será tanto mais próximo de 1 (situação ideal), quanto mais próxima de 0 estiver a constante de “deslocamento” k^{AC} . Portanto, torna-se essencial especificar como *swing*, a barra que resulte no menor valor possível de k^{AC} . A idéia básica é adotar como *swing*, a barra do sistema que estiver eletricamente “mais próxima” do *Centro de Perdas*. O seguinte algoritmo identifica a barra *swing* mais adequada para a determinação dos fatores de perdas.

Passo 1: Adotar uma barra qualquer do sistema como *swing*;

Passo 2: Calcular os fatores de perdas através do *Modelo Estendido*;

Passo 3: Selecionar a barra *A* com o menor valor absoluto de *fator de perda final* e especificá-la como *swing*;

Passo 4: Recalcular os fatores de perdas com esta nova barra *swing*;

Passo 5: Selecionar a barra *B* com o menor valor absoluto de fator de perda final. Se “ $B = A$ ”, então *A* é a “melhor barra *swing*”. Caso contrário, adote *B* como *swing* e retorne ao *Passo 4*.

Não é necessário que exista um gerador na “melhor barra *swing*”, uma vez que esta é utilizada apenas no cálculo das sensibilidades iniciais. Contudo, é importante que se mantenha sempre o mesmo ponto de operação do sistema.

A Tabela 3.5 apresenta os fatores de perdas obtidos quando se admite a Barra 1 como *swing*. Observe que o menor fator de perda *final* em valores absolutos é 0,0014, na Barra 2. Nesta situação, o fator de correção vale 0,9645. Logo, de acordo com o algoritmo, a Barra 2 deve ser especificada como *swing* e uma nova avaliação dos fatores de perdas deve ser feita.

Mesmo assim, observe que os fatores de perdas da Tabela 3.5 são bastante próximos daqueles presentes na Tabela 3.4, onde o *MB* foi considerado e a Barra 1 foi admitida como referência angular. Neste caso, a diferença é de aproximadamente 5% em relação ao *ME*.

TABELA 3.5 – MODELO ESTENDIDO: BARRA 1 COMO SWING

Barra	Geração MW	Carga MW	Fator de Perda	Fator de Ajuste	Perdas Alocadas, MW	
					Geração	Carga
1	129,59	-	0,0175	0,9825	2,26	-
2	20,00	-	0,0014	0,9986	0,03	-
3	-	45,00	-0,0124	1,0124	-	0,56
4	-	40,00	-0,0143	1,0123	-	0,57
5	-	60,00	-0,0194	1,0194	-	1,16
Total	149,59	145,00	-	-	2,29	2,29

Considerando a Barra 2 como *swing* e refazendo os cálculos, obtém-se os fatores de perdas *finais* da Tabela 3.6. Note que a Barra 2 apresentou novamente o menor fator de perda *final* em valor absoluto, sendo, portanto, a “melhor barra *swing*”.

Neste caso, o fator de correção vale 0,9971, sendo realmente mais próximo de 1 que no caso anterior. Observe que as diferenças entre os fatores de perdas das Tabelas 3.5 e 3.6 não são perceptíveis na quarta casa decimal.

TABELA 3.6 – MODELO ESTENDIDO: BARRA 2 COMO SWING

Barra	Geração MW	Carga MW	Fator de Perda	Fator de Ajuste	Perdas alocadas, MW	
					Geração	Carga
1	129,59	-	0,0175	0,9825	2,26	-
2	20,00	-	0,0014	0,9986	0,03	-
3	-	45,00	-0,0124	1,0124	-	0,56
4	-	40,00	-0,0143	1,0143	-	0,57
5	-	60,00	-0,0194	1,0194	-	1,16
Total	149,59	145,00	-	-	2,29	2,29

A seguir, ambos os modelos: *Básico* e *Estendido* são aplicados ao *IEEE-RTS*, de maneira que os resultados obtidos através das formulações DC e AC possam ser comparados. Além disso, realizam-se algumas análises de sensibilidade, onde o principal objetivo é verificar a *resposta* dos modelos frente a algumas situações específicas, o que permitirá avaliar a *transparência* e a *justiça* da metodologia.

3.4. APLICAÇÃO NUMÉRICA

3.4.1. Descrição do Sistema

O *IEEE Reliability Test System (IEEE-RTS)* é utilizado para ilustrar a metodologia proposta. Conforme visto na Fig. 3.6, o sistema possui 24 barras e 38 circuitos e 10 estações de geração. A capacidade total instalada é de 3405 MW e a carga-pico anual atinge 2850 MW. No presente capítulo, o sistema é considerado como “mercado único”, não sendo considerada a existência de submercados de energia (assunto que será tratado no Capítulo 4).

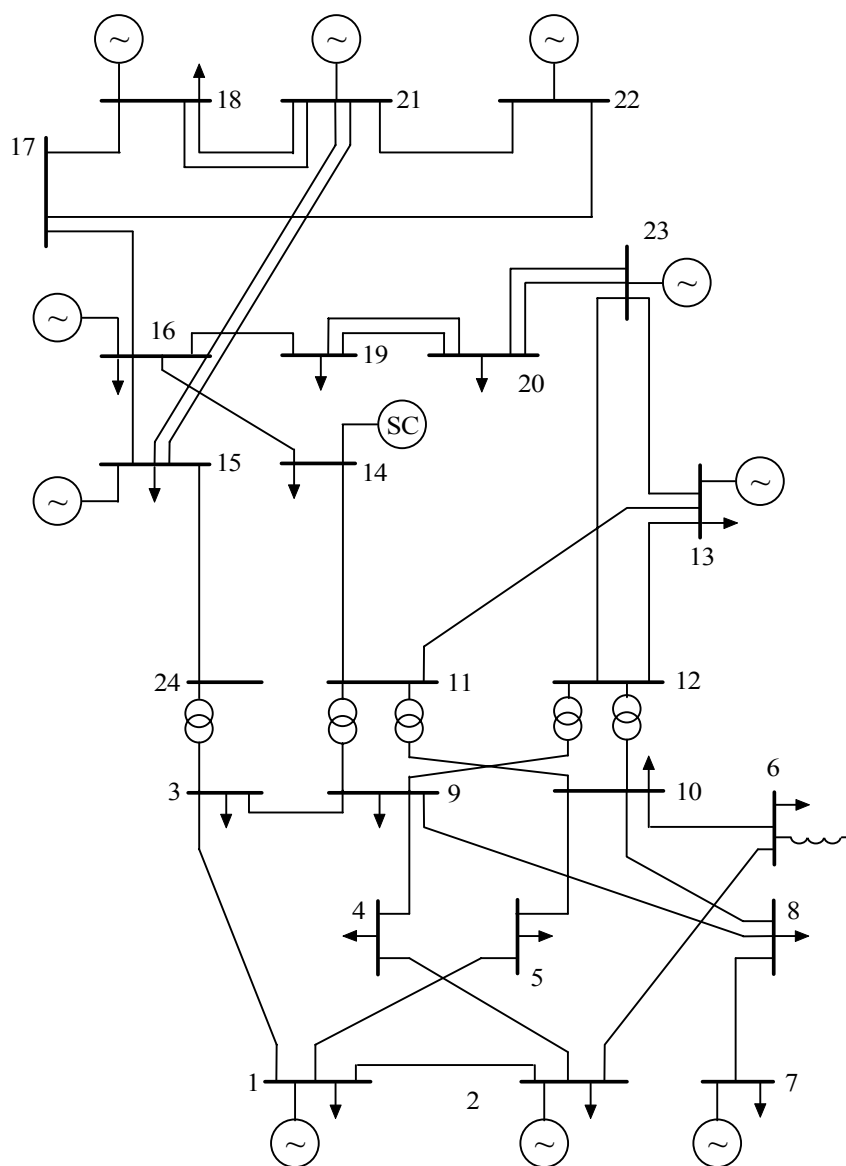


Fig. 3.6: IEEE-RTS

3.4.2. Modelo Básico

A Tabela 3.7 apresenta os fatores de perdas, os fatores de ajuste e as perdas alocadas, obtidas através do *MB*. Observe que as perdas totais, i.e. 51,6984 MW, são divididas na proporção de 50:50% entre os geradores e as cargas do sistema.

Nesta aplicação, a Barra 13 foi admitida como referência angular e os valores das constantes k e σ são, respectivamente, 0,0314 e 1,0197. No *MB*, a escolha da barra de referência apresenta influência desprezível sobre os fatores de perdas *finais*. Por outro lado, sua escolha afeta diretamente os fatores de perdas *iniciais* e o valor de k . Admitindo, por exemplo, a Barra 19 como referência, obtém-se $k = -0,0081$ e $\sigma = 1,0197$. Contudo, os fatores de perdas *finais* permanecem idênticos aos da Tabela 3.7.

TABELA 3.7 – RESULTADOS DO IEEE-RTS (MB)

Barra	Geração MW	Carga MW	Fator de Perda	Fator de Ajuste	Perdas Alocadas, MW		Volumes Líquidos, MW	
					Geração	Carga	Geração	Carga
1	172,00	108,00	-0,0157	1,0157	-2,6972	1,6936	174,70	109,69
2	172,00	97,00	-0,0160	1,0160	-2,7570	1,5548	174,76	98,55
3		180,00	-0,0113	1,0113		2,0425		182,04
4		74,00	-0,0301	1,0301		2,2274		76,23
5		71,00	-0,0286	1,0286		2,0331		73,03
6		136,00	-0,0387	1,0387		5,2698		141,27
7	240,00	125,00	-0,0177	1,0177	-4,2520	2,2146	244,25	127,21
8		171,00	-0,0362	1,0362		6,1869		177,19
9		175,00	-0,0212	1,0212		3,7136		178,71
10		195,00	-0,0256	1,0256		4,9892		199,99
13	187,70	265,00	-0,0160	1,0160	-3,0035	4,2405	190,70	269,24
14		194,00	-0,0115	1,0115		2,2238		196,22
15	215,00	317,00	0,0097	0,9903	2,0808	-3,0680	212,92	313,93
16	155,00	100,00	0,0074	0,9926	1,1426	-0,7372	153,86	99,26
18	400,00	333,00	0,0216	0,9784	8,6531	-7,2037	391,35	325,80
19		181,00	0,0041	0,9959		-0,7496		180,25
20		128,00	0,0061	0,9939		-0,7821		127,22
21	400,00		0,0236	0,9764	9,4526		390,55	
22	300,00		0,0376	0,9624	11,2737		288,73	
23	660,00		0,0090	0,9910	5,9561		654,04	
Total	2901,70	2850,00	-	-	25,8492	25,8492	2875,85	2875,85

Na Tabela 3.7 e demais apresentadas a seguir, são omitidas as barras em que não há injeções de potência. Contudo, os resultados completos podem ser encontrados nos Apêndices D e E.

3.4.3. Modelo Estendido

O algoritmo anterior foi utilizado para determinar a barra *swing* mais adequada para o cálculo dos fatores de perdas. Iniciando o processo com a Barra 13 como *swing*, determina-se $k^{AC} = 0,0290$, $\sigma^{AC} = 1,0298$ e o fator de perda com menor magnitude é $-0,0040$, na Barra 24. Assim, assumindo a Barra 24 como *swing* e recalculando os fatores de perdas, obtém-se $k^{AC} = 0,0065$ e $\sigma^{AC} = 1,0065$. Neste caso, o fator de perda com menor valor absoluto é $-0,0033$, mais uma vez na Barra 24. Portanto a Barra 24 é a “melhor barra *swing*” e o processo de busca pode ser interrompido. A Tabela 3.8 apresenta os fatores de perdas obtidos com o *ME*. Observe como σ^{AC} é realmente muito próximo de 1.

TABELA 3.8 – RESULTADOS DO IEEE-RTS (ME)

Barra	Geração MW	Carga MW	Fator de Perda	Fator de Ajuste	Perdas Alocadas, MW		Volumes Líquidos, MW	
					Geração	Carga	Geração	Carga
1	172,00	108,00	-0,0174	1,0174	-2,9994	1,8833	175,00	109,88
2	172,00	97,00	-0,0178	1,0178	-3,0629	1,7273	175,06	98,73
3		180,00	-0,0112	1,0112		2,0071		182,01
4		74,00	-0,0323	1,0323		2,3915		76,39
5		71,00	-0,0301	1,0301		2,1398		73,14
6		136,00	-0,0409	1,0409		5,5622		141,56
7	240,00	125,00	-0,0190	1,0190	-4,5666	2,3784	244,57	127,38
8		171,00	-0,0388	1,0388		6,6414		177,64
9		175,00	-0,0219	1,0219		3,8315		178,83
10		195,00	-0,0264	1,0264		5,1493		200,15
13	187,70	265,00	-0,0153	1,0153	-2,8810	4,0677	190,58	269,07
14		194,00	-0,0097	1,0097		1,8758		195,88
15	215,00	317,00	0,0115	0,9885	2,4648	-3,6342	212,54	313,37
16	155,00	100,00	0,0091	0,9909	1,4130	-0,9116	153,59	99,09
18	400,00	333,00	0,0220	0,9780	8,7926	-7,3199	391,21	325,68
19		181,00	0,0056	0,9944		-1,0223		179,98
20		128,00	0,0072	0,9928		-0,9180		127,08
21	400,00		0,0238	0,9762	9,5129		390,49	
22	300,00		0,0360	0,9640	10,8116		289,19	
23	660,00		0,0096	0,9904	6,3642		653,64	
Total	2901,70	2850,00	-	-	25,8492	25,8492	2875,85	2875,85

Dos resultados apresentados nas Tabelas 3.7 e 3.8, pode-se observar que os fatores de perdas obtidos por ambos os modelos são bastante próximos entre si. Neste caso, a diferença média é de aproximadamente 10% em relação ao *Modelo Estendido*. Note que alguns participantes apresentaram alocações negativas de perdas (incentivos), o que significa que o montante total

“pago” pelos demais participantes é igual ao custo total das perdas somado a estes incentivos. As implicações deste fato são avaliadas e discutidas no Capítulo 5. Normalmente, são feitas atribuições negativas a geradores pertencentes a áreas com predominância de cargas e a cargas instaladas próximas aos centros de geração de energia.

3.5. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

3.5.1. Teste 1: Divisão Proporcional aos Volumes nas Barras (Pro Rata)

No Capítulo 1, introduziu-se o conceito de *pro rata*, i.e. a divisão das perdas verificadas entre os geradores e as cargas do sistema, na proporção dos volumes medidos em suas barras. Neste caso, as perdas atribuídas ao gerador e à carga de uma barra j qualquer seriam calculadas por:

$$\Delta PG_j = \frac{PG_j}{\sum_{k=1}^{nb} PG_k} \times \frac{Perdas_{Tot}^{AC}}{2} \quad (3.89)$$

$$\Delta PC_j = \frac{PC_j}{\sum_{k=1}^{nb} PC_k} \times \frac{Perdas_{Tot}^{AC}}{2} \quad (3.90)$$

onde ΔPG_j e ΔPC_j são os montantes de perdas atribuídas ao gerador e à carga da barra j ; PG_j e PC_j são os volumes medidos na barra j e $Perdas_{Tot}^{AC}$ são as perdas totais.

A Tabela 3.9 mostra os resultados de alocação de perdas obtidos com a técnica *pro rata*. As perdas alocadas são determinadas pelas Eq. (3.89) e (3.90). Os fatores de perdas apresentados nesta tabela foram obtidos dividindo-se o montante de perdas atribuído ao gerador ou à carga de cada barra por sua respectiva injeção (positiva para geradores e negativa para cargas).

Dos fatores de perdas apresentados na Tabela 3.9 (próxima página), pode-se constatar que:

- Os fatores de perdas dos geradores são iguais em todas as barras;
- Os fatores de perdas das cargas são iguais em todas as barras;
- Em barras que possuem simultaneamente geração e carga, os fatores de perdas aplicáveis às duas categorias são diferentes entre si. Como exemplo, pode-se citar a Barra 1, onde o fator de perda é 0,0089 para o gerador, e -0,0091 para a carga.

As Figuras 3.7 e 3.8 ilustram as perdas atribuídas aos geradores e cargas do sistema, quando se utiliza a metodologia proposta neste trabalho (neste caso, o *ME*) e a técnica *pro rata*.

TABELA 3.9 – TESTE 1: ALOCAÇÃO DE PERDAS ATRAVÉS DA TÉCNICA PRO RATA

Barra	Geração MW	Carga MW	Perdas Alocadas, MW		Volumes Líquidos, MW		Fatores de Perdas	
			Geração	Carga	Geração	Carga	Geração	Carga
1	172,00	108,00	1,5322	0,9795	170,47	108,98	0,0089	-0,0091
2	172,00	97,00	1,5322	0,8798	170,47	97,88	0,0089	-0,0091
3		180,00		1,6326		181,63		-0,0091
4		74,00		0,6712		74,67		-0,0091
5		71,00		0,6440		71,64		-0,0091
6		136,00		1,2335		137,23		-0,0091
7	240,00	125,00	2,1380	1,1337	237,86	126,13	0,0089	-0,0091
8		171,00		1,5510		172,55		-0,0091
9		175,00		1,5872		176,59		-0,0091
10		195,00		1,7686		196,77		-0,0091
13	187,70	265,00	1,6721	2,4035	186,03	267,40	0,0089	-0,0091
14		194,00		1,7596		195,76		-0,0091
15	215,00	317,00	1,9153	2,8752	213,08	319,88	0,0089	-0,0091
16	155,00	100,00	1,3808	0,9070	153,62	100,91	0,0089	-0,0091
18	400,00	333,00	3,5633	3,0203	396,44	336,02	0,0089	-0,0091
19		181,00		1,6417		182,64		-0,0091
20		128,00		1,1609		129,16		-0,0091
21	400,00		3,5633		396,44		0,0089	
22	300,00		2,6725		297,33		0,0089	
23	660,00		5,8795		654,12		0,0089	
Total	2901,70	2850,00	25,8492	25,8492	2875,85	2875,85	-	-

PERDAS ATRIBUÍDAS AOS GERADORES

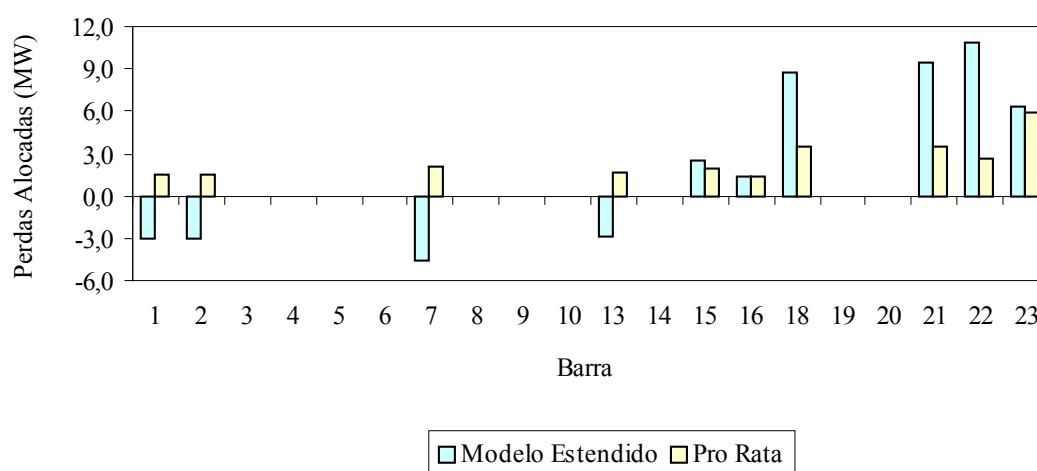


Fig. 3.7: Perdas Alocadas entre os Geradores – Comparativo com Pro Rata

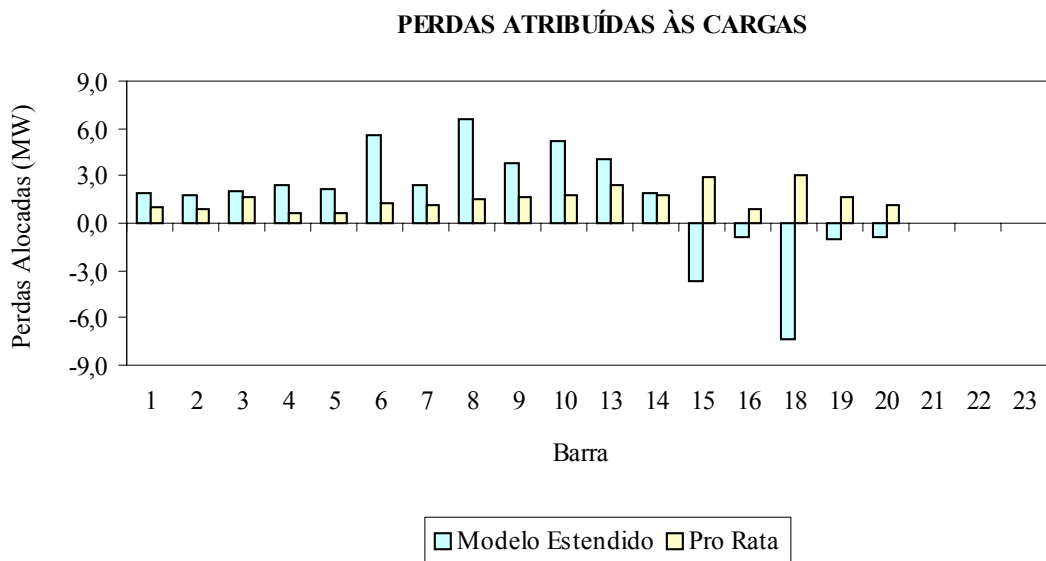


Fig. 3.8: Perdas Alocadas entre as Cargas – Comparativo com Pro Rata

As Fig. 3.7 e 3.8 permitem concluir que geradores e cargas de barras localizadas remotamente são beneficiados pelo uso da técnica *pro rata* em prejuízo dos demais. Observe, por exemplo, que as cargas das Barras 1 a 14 (eletricamente “distantes” do CP) são beneficiadas com a aplicação do *pro rata*, pois passam a assumir um montante de perdas menor. Tal benefício ocorre às custas das cargas das Barras 15 a 20 (eletricamente “próximas” do CP).

3.5.2. Teste 2: Barra com Geração e Carga

Como visto na Fig. 3.6, o *IEEE-RTS* possui barras com geração e carga. São elas, as Barras 1, 2, 7, 13, 15, 16 e 18. Observe que o mesmo ponto de operação poderia ter sido obtido se um único gerador ou carga *equivalente* fosse considerado nestas barras. Observe a Tabela 3.10.

TABELA 3.10 – TESTE 2: GERADORES E CARGAS EQUIVALENTES

Barra	Volumes Originais, MW		Volumes Equivalentes, MW	
	Geração	Carga	Geração	Carga
1	172,00	108,00	64,00	
2	172,00	97,00	75,00	
7	240,00	125,00	115,00	
13	187,70	265,00		77,30
15	215,00	317,00		102,00
16	155,00	100,00	55,00	
18	400,00	333,00	67,00	

A justificativa para este procedimento é que somente a diferença entre a geração e a carga de cada barra circula pelo sistema, *provocando* perdas. Posteriormente, as perdas atribuídas aos geradores e cargas equivalentes devem ser rateadas entre os geradores e cargas originais das respectivas barras. A desvantagem deste procedimento é que o critério 50:50% vale apenas para os geradores e cargas equivalentes e não para os originais.

Aplicando-se os modelos *Básico* e *Estendido* ao sistema, obtêm-se os fatores de perdas da Tabela 3.11, onde os valores de geração e carga equivalentes estão em negrito.

TABELA 3.11 – TESTE 2: FATORES DE PERDAS

Barra	Geração MW	Carga MW	Fatores de Perdas	
			Modelo Básico	Modelo Estendido
1	64,00		-0,0148	-0,0164
2	75,00		-0,0151	-0,0167
3		180,00	-0,0104	-0,0101
4		74,00	-0,0292	-0,0312
5		71,00	-0,0277	-0,0290
6		136,00	-0,0378	-0,0397
7	115,00		-0,0168	-0,0179
8		171,00	-0,0352	-0,0377
9		175,00	-0,0203	-0,0207
10		195,00	-0,0247	-0,0252
13		77,30	-0,0151	-0,0142
14		194,00	-0,0105	-0,0087
15		102,00	0,0106	0,0125
16	55,00		0,0083	0,0101
18	67,00		0,0225	0,0231
19		181,00	0,0050	0,0066
20		128,00	0,0070	0,0081
21	400,00		0,0245	0,0249
22	300,00		0,0385	0,0372
23	660,00		0,0099	0,0106
Total	1736,00	1684,30	-	-

Uma comparação entre os fatores de perdas da Tabela 3.11 e os presentes nas Tabelas 3.7 e 3.8 (*MB* e *ME*, respectivamente) mostra que os mesmos são ligeiramente diferentes. Embora as perdas tenham se mantido, os totais de geração e carga se modificaram, fazendo com que as constantes k e k^{AC} (utilizadas para dividir as perdas na proporção 50:50% entre geradores e cargas) se modificassem. Isso fez com que fossem obtidos fatores de perdas *finais* diferentes, como pode ser visto nas Fig. 3.9 e 3.10.

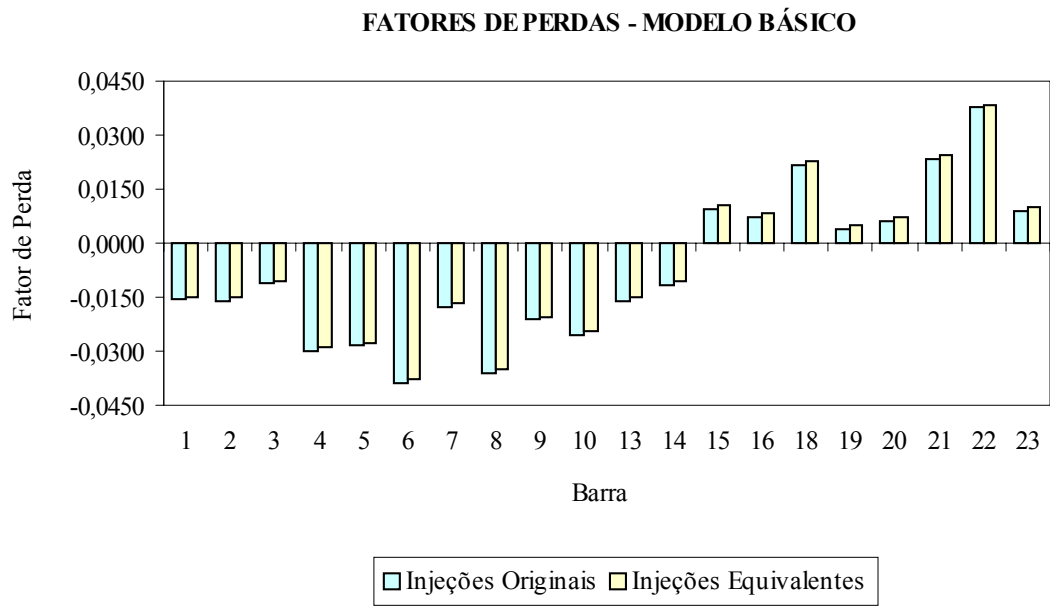


Fig. 3.9: Comparativo dos Fatores de Perdas – Modelo Básico

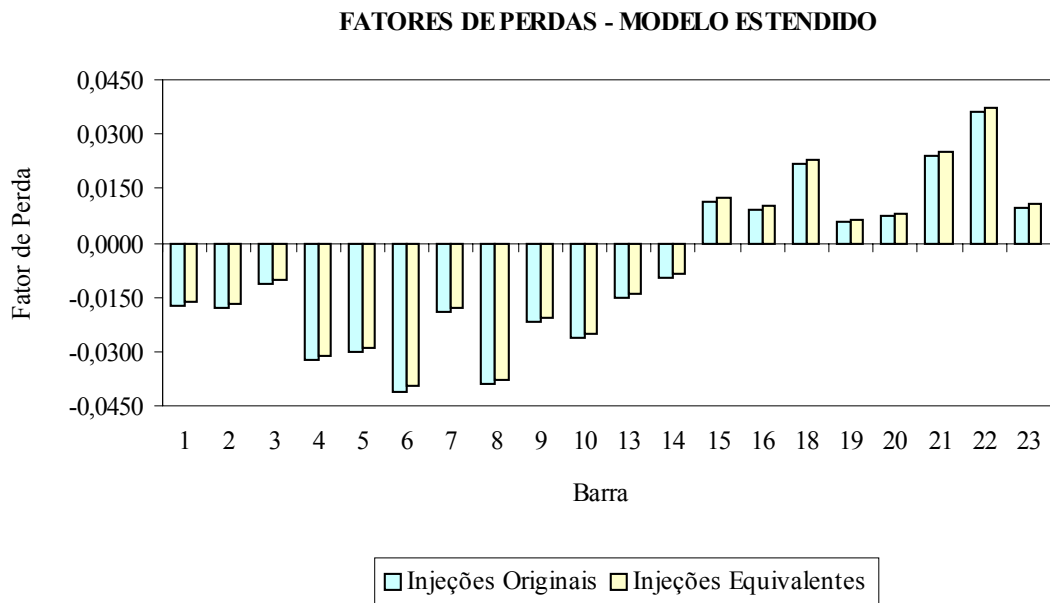


Fig. 3.10: Comparativo dos Fatores de Perdas – Modelo Estendido

3.5.3. Teste 3: Distância Elétrica e Montante de Potência

Considere que duas novas barras, 25 e 26, sejam conectadas à Barra 22 através de duas linhas de transmissão, como ilustrado na Fig. 3.11. A seguir, avaliam-se três situações.

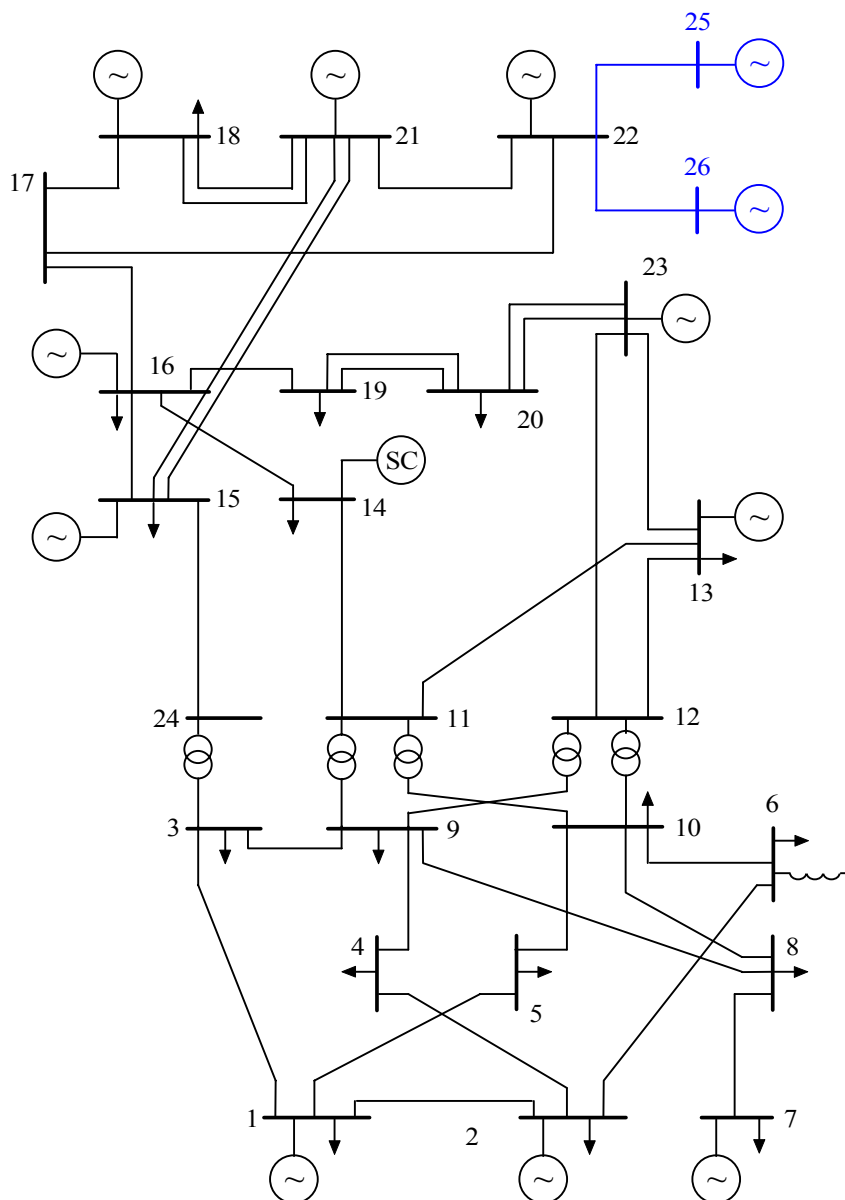


Fig. 3.11: IEEE-RTS Modificado para a Realização do Teste 3

Caso 1: Linhas Idênticas e Gerações Idênticas

Espera-se que duas barras equidistantes do *Centro de Perdas* tenham fatores de perdas iguais. Considere que a resistência e a reatância das Linhas 22-25 e 22-26 sejam, respectivamente,

0,01 pu e 0,06 pu e as gerações das Barras 25 e 26 sejam ambas iguais a 15 MW. A Tabela 3.12 (Caso 1) apresenta os fatores de perdas das Barras 25 e 26, obtidos através de um novo cálculo. Observe que as Barras 25 e 26 possuem fatores de perdas idênticos, como esperado.

Caso 2: Linhas Diferentes e Gerações Idênticas

Neste caso, as gerações das Barras 25 e 26 e a resistência da Linha 22-25 são mantidas com os mesmos valores do caso anterior, enquanto a resistência da Linha 22-26 é duplicada. A Tabela 3.12 (Caso 2) mostra os fatores de perdas resultantes. O aumento da resistência da Linha 22-26 produziu um incremento no fator de perda da Barra 26, devido ao fato desta ter se tornado “mais distante” do *Centro de Perdas*.

Caso 3: Linhas Idênticas e Gerações Diferentes

Nesta situação, as resistências das Linhas 22-25 e 22-26 e a geração da Barra 25 são idênticas às estabelecidas no Caso 1, enquanto a geração da Barra 26 aumenta de 15 para 20 MW. A Tabela 3.12 (Caso 3) mostra que o fator de perda da Barra 26 é maior que o da Barra 25. Embora as duas barras tenham a mesma *distância elétrica*, este é um resultado esperado, pois a Barra 26 tem um maior volume de potência injetada.

TABELA 3.12 – TESTE 3: FATORES DE PERDAS

Barra	Fator de Perda – Caso 1	
	Modelo Básico	Modelo Estendido
25	0,0413	0,0394
26	0,0413	0,0394
Barra	Fator de Perda – Caso 2	
	Modelo Básico	Modelo Estendido
25	0,0413	0,0394
26	0,0428	0,0406
Barra	Fator de Perda – Caso 3	
	Modelo Básico	Modelo Estendido
25	0,0416	0,0397
26	0,0421	0,0401

3.6. COMENTÁRIOS FINAIS

Este capítulo apresentou uma nova metodologia para alocação de perdas baseada na categoria ITL para ratear, de forma *justa e transparente*, as perdas da transmissão entre os participantes de um mercado de energia elétrica. Dois modelos: *Básico* e *Estendido* foram desenvolvidos e avaliados através de aplicações numéricas.

O *Modelo Básico* é extremamente simples e pode ser implementado com relativa facilidade. Seu custo computacional é da ordem de 10% de um cálculo de fluxo de potência AC. O *Modelo Estendido* é sem dúvida mais preciso e ligeiramente mais complexo se comparado ao anterior. Contudo, seu custo computacional pode corresponder a duas ou três avaliações de fluxo de potência AC, pois, neste caso, há um ganho significativo de precisão ao se escolher adequadamente a barra *swing* do sistema, como descrito anteriormente.

Em ambos os modelos, as perdas totais são divididas na proporção 50:50% entre os geradores e as cargas do sistema. Introduziu-se o conceito de *Centro de Perdas*, utilizado para se efetuar todas as transações de compra e venda de energia.

Análises de sensibilidade revelaram que ambos os modelos provêm uma alocação de perdas coerente com os conceitos de *distância elétrica* e montante de potência. Uma característica da metodologia apresentada é a possibilidade de ocorrerem alocações negativas que resultam em subsídios cruzados [M98]. As implicações desta característica são avaliadas e discutidas no Capítulo 5.

CAPÍTULO 4

MERCADOS INTERLIGADOS

4.1. INTRODUÇÃO

OS SISTEMAS de potência são interligados para beneficiarem-se uns aos outros durante condições operativas normais e de emergência. A redução na capacidade instalada para a manutenção do nível de confiabilidade e a economia com custos de combustíveis estão entre os benefícios atingidos com a interligação.

No que concerne a operação de sistemas, é reconhecido que a existência de limitações físicas de transferência de potência entre áreas [C00, CLM02, LCMA02a, LCMA02b, LCMA02c] contribui para o surgimento de submercados, caracterizados pela diferenciação dos preços da energia elétrica no mercado de curto prazo ou *spot*. Neste novo contexto, torna-se estratégico avaliar a influência dos intercâmbios de potência entre os diversos submercados sobre as perdas do sistema.

Inicialmente, apresentam-se algumas soluções simplificadas para o tratamento do problema de alocação de perdas em sistemas interligados, utilizando, com algumas adaptações, o método desenvolvido no Capítulo 3. Verifica-se, com base em um exemplo numérico, suas principais características e limitações de aplicabilidade.

Em seguida, apresenta-se a generalização da metodologia proposta no Capítulo 3, permitindo que a mesma possa ser utilizada em sistemas formados por qualquer número de submercados. Os modelos *Básico* e *Estendido* são considerados.

As características desta nova proposta são avaliadas e discutidas detalhadamente. Assim como no Capítulo 3, todas as fases do desenvolvimento da metodologia são ilustradas através do Sistema-Exemplo. Ao final do capítulo, realiza-se uma aplicação numérica com o *IEEE-RTS*, admitindo que este seja composto de três submercados.

4.2. SOLUÇÕES INICIALMENTE AVALIADAS

4.2.1. Primeiro Método: Rede “Desacoplada”

Inicialmente, a maneira mais simples de aplicar a metodologia ora disponível em um sistema interligado consiste em se representar os fluxos de potência entre áreas vizinhas por geradores e cargas *fictícias* conectados às *barras de fronteira*. A Fig. 4.1 ilustra esta condição.

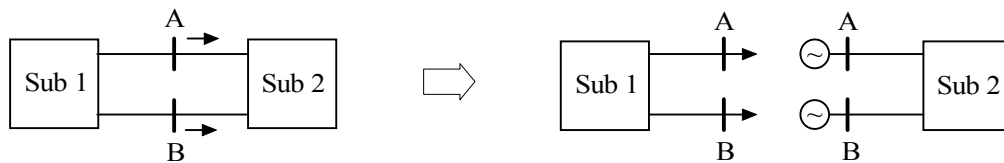


Fig. 4.1: Sistema Interligado com 2 Submercados

Na Fig. 4.1, o sistema é composto de dois submercados denominados Sub 1 e Sub 2. Por este método, cada submercado é considerado como um sistema independente, devendo o algoritmo de alocação de perdas ser aplicado separadamente a cada um deles. Neste caso, os geradores e as cargas *fictícias* precisam ser iguais aos fluxos de potência nas interligações e as barras de fronteira devem ser representadas em ambas as áreas.

Considere que o Sistema-Exemplo seja formado por dois submercados: Sub 1 e Sub 2, como ilustrado na Fig. 4.2. Observe que as Barras 2 e 4 delimitam a fronteira entre os submercados.

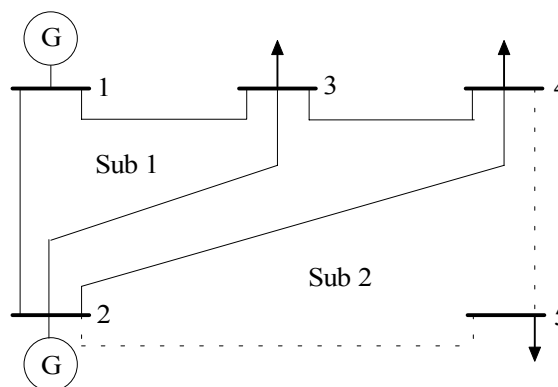


Fig. 4.2: Sistema-Exemplo Configurado com 2 Submercados

A configuração de dois submercados do Sistema-Exemplo será mantida para a ilustração dos métodos propostos. A Tabela 4.1 apresenta a composição de cada submercado, especificando

a área a que pertencem os agentes e as linhas de transmissão. Os dados elétricos e o ponto de operação do sistema são idênticos aos introduzidos no Capítulo 2.

TABELA 4.1 – COMPOSIÇÃO DOS SUBMERCADOS DO SISTEMA-EXEMPLO

Submercado	Barras	Agentes	Linhas de Transmissão
Sub 1	1, 3 e 4	G1, C3 e C4	1-2, 1-3, 2-3, 2-4 e 3-4
Sub 2	2 e 5	G2 e C5	2-5 e 4-5

Uma avaliação de fluxo de potência AC¹⁷ permite determinar os fluxos nas fronteiras entre os Submercados 1 e 2, como ilustrado na Fig. 4.3.

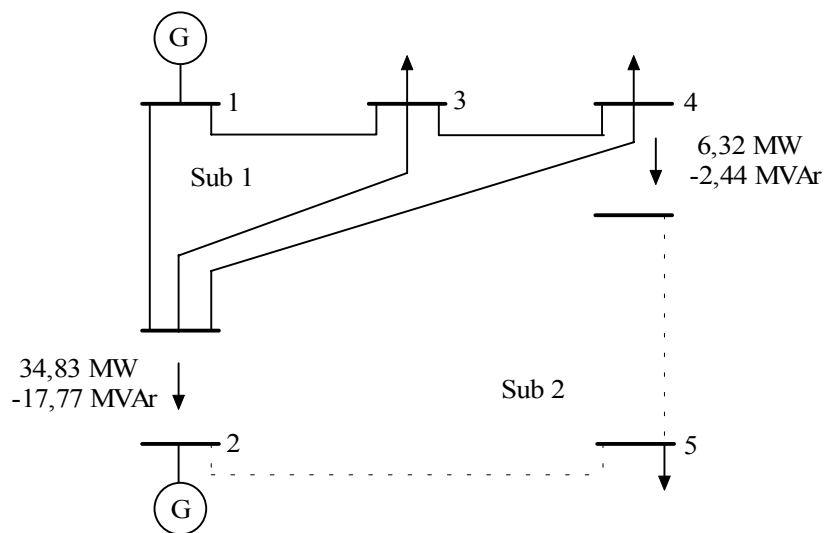


Fig. 4.3: Fluxos nas Fronteiras entre os Submercados

As injeções de potência reativa também devem ser representadas para que o mesmo ponto de operação seja atingido após a desagregação do sistema em dois, como mostra a Fig. 4.4. Neste caso, avaliações de fluxo de potência AC nos dois subsistemas resultam nos mesmos valores de tensões, injeções e perdas do caso original, i.e. obtidos com o sistema completo.

Aplicando-se o algoritmo de alocação de perdas aos dois subsistemas, obtêm-se os resultados das Tabelas 4.2a e 4.2b, onde se utilizou o *Modelo Básico*. Note que as barras de fronteira 2 e 4 aparecem em ambos os submercados, acomodando os geradores e as cargas *fictícias* que representam os intercâmbios de potência entre as áreas.

¹⁷ Os resultados do fluxo de potência AC são apresentados no Apêndice C.

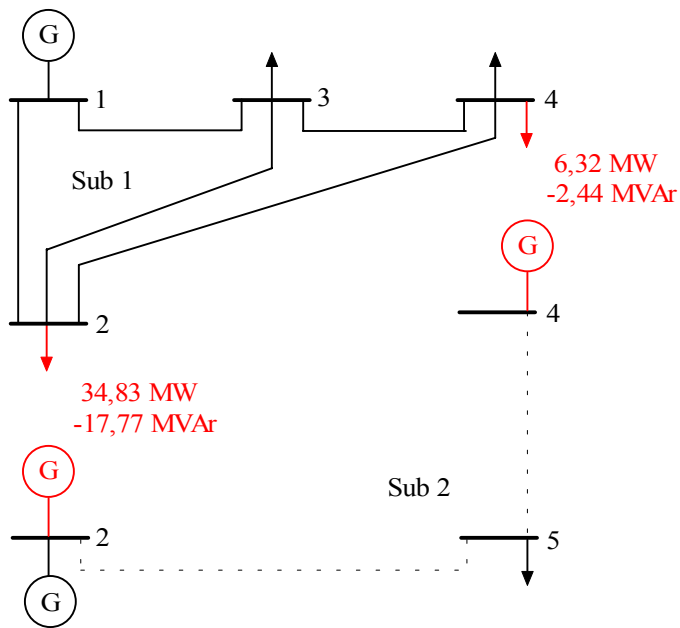


Fig. 4.4: Submercados Desacoplados

TABELA 4.2A – ALOCAÇÃO DAS PERDAS DO SUB 1 – REDE DESACOPLADA

Barra	Agente	Geração MW	Carga MW	Fator de Perda	Perdas Alocadas, MW	
					Geração	Carga
1	G1	129,59		0,0133	1,72	
3	C3		45,00	-0,0167		0,75
4	C4		40,00	-0,0185		0,74
2	C2 – <i>ficícia</i>		34,83	-0,0031		0,11
4	C4 – <i>ficícia</i>		6,32	-0,0185		0,12
Total	-	129,59	126,15	-	1,72	1,72

TABELA 4.2B – ALOCAÇÃO DAS PERDAS DO SUB 2 – REDE DESACOPLADA

Barra	Agente	Geração MW	Carga MW	Fator de Perda	Perdas Alocadas, MW	
					Geração	Carga
2	G2	20,00		0,0111	0,22	
5	C5		60,00	-0,0096		0,58
2	G2 – <i>ficícia</i>	34,83		0,0111	0,38	
4	G4 – <i>ficícia</i>	6,32		-0,0048	-0,03	
Total	-	61,15	60,00	-	0,58	0,58

A Tabela 4.2a mostra que as perdas do Sub 1, i.e. 3,44 MW, são divididas na proporção 50:50% entre seus geradores e cargas (incluindo as cargas *fictícias*). O mesmo ocorre para os 1,15 MW de perdas ocorridas no Sub 2, como pode ser visto na Tabela 4.2b.

Embora a proposta apresentada acima seja exata em termos da solução do sistema em regime permanente, as sensibilidades calculadas são simplificadas, uma vez que vários laços elétricos são interrompidos quando a rede é *desconectada* nas barras de fronteira.

4.2.2. Segundo Método: Equivalente Ward

Uma solução mais precisa para este problema consiste na determinação do Equivalente Ward para cada área do sistema. Conforme apresentado no Capítulo 2, um sistema pode ser dividido em três partes: *rede interna*, *fronteira* e *rede externa*. Obtém-se um sistema reduzido, em que admitâncias e injeções equivalentes são utilizadas para representar os circuitos e as injeções de potência da rede externa. O cálculo do Equivalente Ward não-linear para cada submercado do Sistema-Exemplo resulta nos sistemas reduzidos da Fig. 4.5.

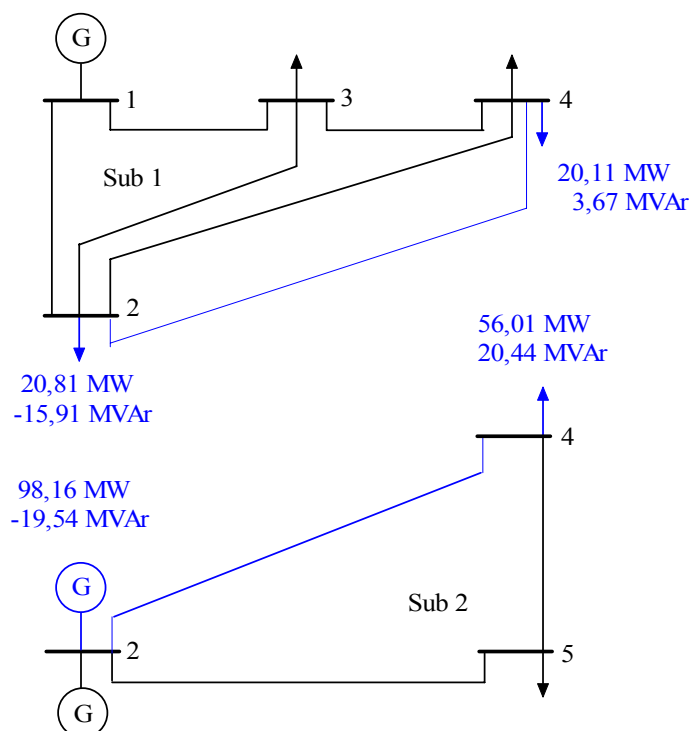


Fig. 4.5: Equivalentes Ward para os Submercados 1 e 2

Observe que as injeções de potência nas barras de fronteira não correspondem aos fluxos nas fronteiras. Contudo, um cálculo de fluxo de potência nos sistemas equivalentes mostra que os valores de fluxo nas fronteiras são obtidos quando se consideram as injeções *fictícias* e os fluxos nas linhas equivalentes. A Fig. 4.6 ilustra este conceito para a potência ativa do Sub 1.

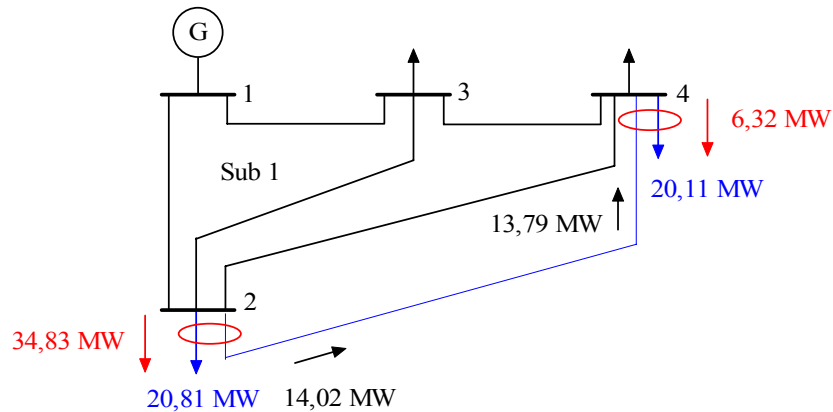


Fig. 4.6: Relação entre Fluxos de Fronteira e Injeções Ward

Outro aspecto importante está relacionado aos montantes de perdas a serem alocados. Observe que ao determinar o equivalente Ward para cada submercado, surgem linhas equivalentes que possuem perdas. Logo, as perdas de cada subsistema equivalente são superiores às ocorridas em cada área (pois as perdas nos circuitos originais são mantidas). Assim, as perdas ocorridas nas linhas equivalentes não devem ser atribuídas a qualquer agente, evitando-se a alocação de um montante de perdas maior que o realmente ocorrido. As Tabelas 4.3a e 4.3b resumem os resultados de alocação de perdas de cada subsistema equivalente.

TABELA 4.3A – ALOCAÇÃO DAS PERDAS DO SUB 1 – EQUIVALENTE WARD

Barra	Agente	Geração MW	Carga MW	Fator de Perda	Perdas Alocadas, MW	
					Geração	Carga
1	G1	129,59		0,0133	1,72	
3	C3		45,00	-0,0150		0,67
4	C4		40,00	-0,0162		0,65
2	C2 – <i>fictícia</i>		20,81	-0,0035		0,07
4	C4 – <i>fictícia</i>		20,11	-0,0162		0,33
Total	-	129,59	125,92	-	1,72	1,72

TABELA 4.3B – ALOCAÇÃO DAS PERDAS DO SUB 2 – EQUIVALENTE WARD

Barra	Agente	Geração MW	Carga MW	Fator de Perda	Perdas Alocadas, MW	
					Geração	Carga
2	G2	20,00		0,0049	0,10	
5	C5		60,00	-0,0115		0,69
2	G2 – <i>fictícia</i>	98,16		0,0049	0,48	
4	C4 – <i>fictícia</i>		56,01	0,0020		-0,11
Total	-	118,16	116,01	-	0,58	0,58

Tal como no caso anterior, as perdas dos Submercados 1 e 2 são rateadas entre seus geradores (e geradores *fictícios*) e suas cargas (e cargas *fictícias*).

A vantagem do Equivalente Ward sobre o método da rede “desacoplada” reside no fato de que o sistema de transmissão não precisa ser *desconectado* nas barras de fronteira. Na verdade, as linhas equivalentes (que surgem entre as barras de fronteira) exercem o mesmo efeito da rede externa original sobre a rede interna.

Esta propriedade pode ser verificada ao se determinar a matriz de sensibilidades dos fluxos em relação às injeções de potência nas barras do sistema (matriz β). No sistema equivalente do Sub 1,

$$\beta^{\text{Sub 1}} = \begin{array}{|c|c|c|c|} \hline 0,0000 & -0,8429 & -0,6286 & -0,6714 \\ \hline 0,0000 & -0,1571 & -0,3714 & -0,3286 \\ \hline 0,0000 & 0,0714 & -0,2857 & -0,2143 \\ \hline 0,0000 & 0,0571 & -0,2286 & -0,3048 \\ \hline 0,0000 & -0,0857 & 0,3429 & -0,5429 \\ \hline \end{array} \quad (4.1)$$

Comparando-se esta matriz com a obtida no Capítulo 2 com o sistema completo (2.39), nota-se que as sensibilidades relativas às linhas e barras do Sub 1 são idênticas em ambos os casos. Isso indica que o Equivalente Ward tem a propriedade de “trazer as injeções externas para as fronteiras, enquanto a conectividade da rede original é preservada”¹⁸. A Fig. 4.7 ilustra este conceito para o Sub 1.

¹⁸ Esta afirmação é demonstrada no Apêndice F.

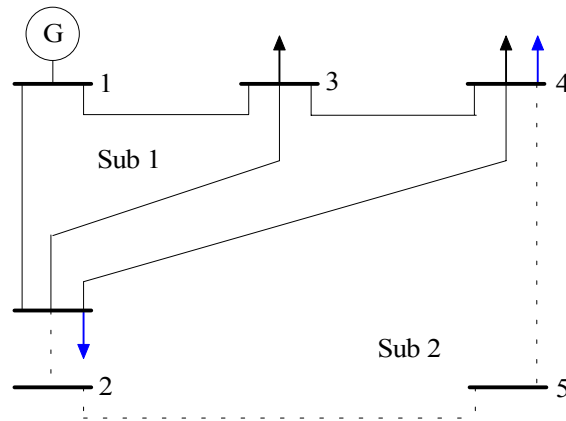


Fig. 4.7: Interpretação para o Equivalente Ward

4.2.3. Deficiências dos Métodos Iniciais e Características Desejáveis

Uma característica comum a ambas as soluções anteriores é a utilização de geradores e cargas *fictícias* para representar as injeções das áreas externas de cada submercado. Note que parte das perdas de cada submercado é atribuída a estes “agentes fictícios”. Como tais geradores e cargas não existem *fisicamente*, eles não podem ser responsabilizados por perdas. Logo este montante deve ser re-rateado entre participantes “reais” do mercado.

Analisando-se o sistema apresentado na Fig. 4.1, parece razoável que as perdas atribuídas às cargas *fictícias* no Sub 1 sejam rateadas entre as cargas do Sub 2. De maneira análoga, as perdas atribuídas aos geradores *fictícios* do Sub 2 poderiam ser divididas entre os geradores do Sub 1. Contudo, encontrar uma correspondência direta entre geradores/cargas *fictícias* e os participantes do mercado não constitui uma tarefa óbvia na grande maioria dos casos.

Considere o caso de três submercados ilustrado na Fig. 4.8. Assuma, por exemplo, que o Sub 3 esteja importando energia do Sub 1 através do sistema de transmissão do Sub 2. Com base no mesmo princípio, parte das perdas do Sub 1 será atribuída às cargas do Sub 2, quando na verdade, deveria ser atribuída às cargas do Sub 3. Uma situação ainda mais complexa é obtida quando todos os submercados estiverem interligados entre si (formando um triângulo).

Note que a re-alocação das perdas atribuídas aos geradores e cargas *fictícias* entre os agentes do mercado envolve um elevado grau de *arbitrariedade*, o que poderia comprometer a *justiça* e a *transparência* do método.

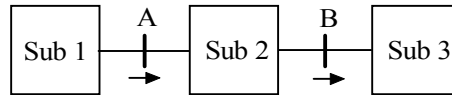


Fig. 4.8: Sistema Interligado com 3 Submercados

Definitivamente, uma metodologia para alocar perdas em sistemas interligados deve ser capaz de identificar o montante de perdas que cada participante *causa* em todas as áreas do sistema, eliminando a necessidade de se representar os intercâmbios entre áreas por geradores e cargas *fictícias*. A rede elétrica completa é considerada na metodologia apresentada a seguir.

4.3. DECOMPOSIÇÃO DE FATORES DE PERDAS

4.3.1. Cálculo das Perdas do Sistema

No Capítulo 3, foram propostos dois modelos para tratar o problema de alocação de perdas. Enquanto o *Modelo Básico (MB)* utiliza as equações do fluxo de potência DC para estimar as perdas do sistema, o *Modelo Estendido (ME)* se baseia na formulação AC. O desenvolvimento matemático apresentado a seguir considera ambos os modelos.

Em forma matricial, as perdas do sistema de transmissão podem ser avaliadas por:

$$\text{Perdas}_{\text{Tot}} = \lambda^T R \lambda \quad (4.2)$$

onde R é uma matriz diagonal ($nl \times nl$) com as resistências dos circuitos, λ é o vetor ($nl \times 1$) de fluxos de potência ativa (no *MB*) e magnitudes das correntes (no *ME*) e nl é o número de circuitos (linhas) na rede.

4.3.2. Fatores de Perdas Iniciais

O método de alocação de perdas apresentado no Capítulo 3 segue a proporção definida pela variação nas perdas da transmissão, quando se eleva marginalmente a injeção de potência em cada barra. Para isso, foi proposto um modelo linear para calcular as perdas do sistema em torno de um ponto de operação P_0 ,

$$\text{Perdas}_{\text{Tot}}(P) = C_0 + \phi P \quad (4.3)$$

$$\text{com: } C_0 = \text{Perdas}_{\text{Tot}}(P_0) - \varphi P_0 \quad (4.4)$$

onde φ é um vetor ($1 \times nb$) com as sensibilidades das perdas em relação às injeções de potência ativa nas barras, correspondendo a ϕ (no *MB*) e ϕ_P (no *ME*); P é um vetor ($nb \times 1$) contendo as injeções de potência ativa e nb é o número de barras do sistema. Observe que (4.3) produz o valor exato das perdas no ponto de operação P_0 , quando o *ME* é utilizado. Ao se adotar o *MB*, uma estimativa para perdas é obtida.

Em um sistema com n submercados, as perdas totais são obtidas pela soma das perdas em todos eles, i.e.

$$\text{Perdas}_{\text{Tot}} = \text{Perdas}_{\text{Sub}_1} + \text{Perdas}_{\text{Sub}_2} + \dots + \text{Perdas}_{\text{Sub}_n} \quad (4.5)$$

Conseqüentemente, a sensibilidade das perdas totais em relação à injeção de potência ativa de uma barra j pode ser expressa como,

$$\frac{\partial \text{Perdas}_{\text{Tot}}}{\partial P_j} = \frac{\partial \text{Perdas}_{\text{Sub}_1}}{\partial P_j} + \frac{\partial \text{Perdas}_{\text{Sub}_2}}{\partial P_j} + \dots + \frac{\partial \text{Perdas}_{\text{Sub}_n}}{\partial P_j} \quad (4.6)$$

Assim, o vetor de fatores de perdas *iniciais* pode ser *decomposto* em n vetores,

$$\varphi = \varphi_{\text{Sub}_1} + \varphi_{\text{Sub}_2} + \dots + \varphi_{\text{Sub}_i} + \dots + \varphi_{\text{Sub}_n} \quad (4.7)$$

onde φ_{Sub_i} é um vetor ($1 \times nb$) com as sensibilidades das perdas do submercado i em relação às injeções de potência ativa em todas as barras do sistema, sendo calculado por:

$$\varphi_{\text{Sub}_i} = \frac{\partial \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}}{\partial P} = 2\lambda^T R^i \frac{\partial \lambda}{\partial P} \quad (4.8)$$

onde R^i é uma matriz diagonal com as resistências dos circuitos do submercado i , i.e.

$$R_{LL}^i = \begin{cases} R_{LL}, & \text{circuito } L \in \text{Sub}_i \\ 0, & \text{circuito } L \notin \text{Sub}_i \end{cases} \quad \text{para } i=1, 2, \dots, n. \quad (4.9)$$

Observe na Eq. (4.6), que a variação na injeção de uma barra provoca alterações nas perdas de todos os submercados e não só no submercado a que pertence a referida barra. De acordo com a Tabela 2.2 (que fornece a identificação de cada circuito e sua resistência) e a Tabela 4.1 (que indica os submercados a que pertencem os circuitos), pode-se determinar:

$$R^1 = \begin{bmatrix} 0,02 & & & & & & \\ & 0,08 & & & & & \\ & & 0,06 & & & & \\ & & & 0,06 & & & \\ & & & & 0,00 & & \\ & & & & & 0,01 & \\ & & & & & & 0,00 \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

$$R^2 = \begin{bmatrix} 0,00 & & & & & & \\ & 0,00 & & & & & \\ & & 0,00 & & & & \\ & & & 0,00 & & & \\ & & & & 0,04 & & \\ & & & & & 0,00 & \\ & & & & & & 0,08 \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

Adotando-se o *Modelo Básico*, tem-se por (4.8),

$$\phi_{Sub_i} = 2F^T R^i \beta. \quad (4.12)$$

Logo, para os Submercados 1 e 2, os fatores de perdas *iniciais decompostos* são,

$$\phi_{Sub_1} = \begin{bmatrix} 0,0000 & -0,0361 & -0,0607 & -0,0633 & -0,0452 \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

$$\phi_{Sub_2} = \begin{bmatrix} 0,0000 & 0,0009 & -0,0038 & -0,0051 & -0,0334 \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

Note que a soma destes vetores resulta no vetor de fatores de perdas *iniciais*, determinado na Eq. (3.36) quando o “mercado único” foi considerado, i.e.

$$\phi = \begin{bmatrix} 0,0000 & -0,0352 & -0,0645 & -0,0683 & -0,0785 \end{bmatrix}. \quad (4.15)$$

Com o vetor de fatores de perdas *iniciais*, ϕ , pode-se avaliar o impacto da injeção de cada barra sobre as perdas totais do sistema. Por exemplo, aumentando-se a injeção da Barra 3 em 1 MW, as perdas totais do sistema sofrem uma redução de 0,0645 MW.

Os vetores decompostos permitem avaliar, separadamente, o impacto da injeção de cada barra sobre as perdas de cada submercado. Por exemplo, o aumento na injeção da Barra 3 provoca uma redução de 0,0607 MW nas perdas do Sub 1 e 0,0038 MW nas perdas do Sub 2.

Uma vez decompostas as sensibilidades *iniciais*, é possível determinar um modelo linear para calcular as perdas de cada submercado ao redor de um ponto de operação P_0 ,

$$\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}(P) = C_0^{\text{Sub}_i} + \varphi_{\text{Sub}_i} P \quad (4.16)$$

$$\text{com: } C_0^{\text{Sub}_i} = \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}(P_0) - \varphi_{\text{Sub}_i} P_0 \quad (4.17)$$

4.3.3. Centro de Perdas

Os fatores de perdas calculados através da Eq. (4.12) são fortemente dependentes da escolha da barra *swing*. No Capítulo 3, tal dependência foi eliminada pelo “deslocamento” dos fatores de perdas *iniciais* por um vetor com *nb* elementos iguais a uma certa constante κ , cujo valor é calculado para que as perdas totais do sistema sejam divididas entre geração e carga, em uma proporção predefinida. Assim,

$$\text{Perdas}_{\text{Tot}}(P) = C_0 + (\varphi - \varphi_{\kappa})P. \quad (4.18)$$

A Eq (4.18) é aproximada mesmo no ponto P_0 , visto que o produto $\varphi_{\kappa} \times P$ é pequeno, mas não nulo. Esta equação pode ser aplicada em dois pontos: $P = PG$ (vetor de geração em cada barra) e $P = -PC$ (vetor de carga). Considerando-se a estratégia 50:50%, ambos os resultados devem ser igualados, permitindo determinar:

$$\kappa = \frac{1}{G + C} \varphi(PG + PC) \quad (4.19)$$

onde G e C são os montantes totais de geração e carga do sistema. O fator κ corresponde à constante k no *MB* e k^{AC} no *ME*. Dessa forma, as perdas totais são divididas entre todos os geradores e cargas na proporção 50:50% entre as duas classes.

Anteriormente, verificou-se que em um sistema composto por n submercados, os fatores de perdas *iniciais* podem ser decompostos em n vetores, como indicado na Eq. (4.7). Portanto, combinando (4.18) e (4.7),

$$\text{Perdas}_{\text{Tot}}(P) = C_0 + (\varphi_{\text{Sub}_1} + \dots + \varphi_{\text{Sub}_i} + \dots + \varphi_{\text{Sub}_n} - \varphi_{\kappa})P. \quad (4.20)$$

Note que φ_{κ} também pode ser expresso como uma soma de n vetores,

$$\varphi_{\kappa} = \varphi_{\kappa}^{\text{Sub}_1} + \varphi_{\kappa}^{\text{Sub}_2} + \dots + \varphi_{\kappa}^{\text{Sub}_i} + \dots + \varphi_{\kappa}^{\text{Sub}_n} \quad (4.21)$$

$$\text{onde: } \varphi_{\kappa}^{\text{Sub}_i} = \boxed{\kappa_i \quad \kappa_i \quad \kappa_i \quad \dots \quad \kappa_i} . \quad (4.22)$$

Conseqüentemente,

$$\begin{aligned} \text{Perdas}_{\text{Tot}}(P) = \\ C_0 + [(\varphi_{\text{Sub}_1} - \varphi_{\kappa}^{\text{Sub}_1}) + \dots + (\varphi_{\text{Sub}_i} - \varphi_{\kappa}^{\text{Sub}_i}) + \dots + (\varphi_{\text{Sub}_n} - \varphi_{\kappa}^{\text{Sub}_n})]P \end{aligned} \quad (4.23)$$

A estratégia 50:50% é usada para dividir as perdas ocorridas em cada submercado entre todos os geradores e cargas do sistema. Aplicando (4.23) aos pontos $P = PG$, $P = -PC$ e igualando ambos os resultados, torna-se possível determinar,

$$\kappa_i = \frac{1}{G + C} \varphi_{\text{Sub}_i} (PG + PC) \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, n. \quad (4.24)$$

Note que a soma dos fatores κ_i de todos os submercados é igual a κ , que representa o valor obtido quando se considera o “mercado único”. Isso indica que o *Centro de Perdas (CP)* do sistema é mantido, i.e. a consideração de submercados não influencia a *localização elétrica* do *CP*. No caso do Sistema-Exemplo, tem-se $\kappa_1 = -0,0295$ e $\kappa_2 = -0,0080$. Observe que a soma das duas constantes é $-0,0375$, idêntica ao valor encontrado em (3.37).

4.3.4. Fatores de Perdas Finais

Uma vez calculados os valores κ_i de todos os submercados, as perdas de cada área podem ser escritas como,

$$\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}(P) = C_0^{\text{Sub}_i} + \varphi_{\text{Sub}_i}^* P \quad (4.25)$$

$$\text{onde: } \varphi_{\text{Sub}_i}^* = \varphi_{\text{Sub}_i} - \varphi_{\kappa}^{\text{Sub}_i} . \quad (4.26)$$

O termo constante também pode ser dividido entre as injeções na proporção definida pelo vetor $\varphi_{\text{Sub}_i}^*$. Assim, a Eq. (4.25) pode ser reescrita como,

$$\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}(P) = \rho_i \varphi_{\text{Sub}_i}^* P \quad (4.27)$$

$$\text{onde: } \rho_i = 1 + \frac{C_0^{\text{Sub}_i}}{\varphi_{\text{Sub}_i}^* P} . \quad (4.28)$$

Como (4.28) é uma aproximação no ponto $P = P_0$, é necessário usar um fator de correção σ_i para igualar as perdas recuperadas pelo modelo linear às perdas ocorridas no submercado i ,

$$\sigma_i = \frac{\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{AC}}}{\rho_i \varphi_{\text{Sub}_i}^* P_0}. \quad (4.29)$$

Em geral $\sigma_i \cong 1$, e o vetor de fatores de perdas *finais* associado ao submercado i é dado por:

$$\varphi_{\text{Sub}_i}^{\text{final}} = \sigma_i \rho_i \varphi_{\text{Sub}_i}^*. \quad (4.30)$$

Este vetor é usado para dividir as perdas do submercado i entre todos os geradores e cargas do sistema com a estratégia 50:50%. Assim,

$$\varphi_{\text{Sub}_i}^{\text{final}} P = \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{AC}}. \quad (4.31)$$

O montante total de perdas causadas por qualquer agente (em todos os submercados) pode ser avaliado pelo vetor de fatores de perdas *compostos* ,

$$\varphi_{\text{comp}}^{\text{final}} = \varphi_{\text{Sub}_1}^{\text{final}} + \varphi_{\text{Sub}_2}^{\text{final}} + \dots + \varphi_{\text{Sub}_i}^{\text{final}} + \dots + \varphi_{\text{Sub}_n}^{\text{final}} \quad (4.32)$$

onde $\varphi_{\text{comp}}^{\text{final}}$ corresponde a ϕ^{final} no *Modelo Básico* e ϕ_p^{final} no *Modelo Estendido* .

Os fatores de perdas *compostos* são ligeiramente diferentes dos fatores de perdas *finais* , obtidos quando se considera o “mercado único”. A principal diferença se deve à correção σ . Enquanto no “mercado único” se utiliza um único fator de correção para todo o sistema, no caso de mercados interligados deve-se recuperar as perdas de cada submercado. Em geral, os fatores de correção são próximos de 1, porém diferentes para cada submercado.

No Sistema-Exemplo, se considerado o *MB* , obtêm-se $\sigma_1 = 0,9307$, $\sigma_2 = 0,9476$ e os fatores de perdas *finais decompostos* são,

$$\varphi_{\text{Sub}_1}^{\text{final}} = \begin{bmatrix} 0,0137 & -0,0031 & -0,0145 & -0,0157 & -0,0073 \end{bmatrix} \quad (4.33)$$

$$\varphi_{\text{Sub}_2}^{\text{final}} = \begin{bmatrix} 0,0038 & 0,0042 & 0,0020 & 0,0014 & -0,0120 \end{bmatrix}. \quad (4.34)$$

Logo, o vetor de fatores de perdas *compostos* é,

$$\phi_{\text{comp}}^{\text{final}} = \begin{bmatrix} 0,0175 & 0,0012 & -0,0125 & -0,0143 & -0,0193 \end{bmatrix}. \quad (4.35)$$

Os fatores de perdas *finais* obtidos com o “mercado único” foram apresentados em (3.41), i.e.

$$\phi^{\text{final}} = \begin{bmatrix} 0,0175 & 0,0011 & -0,0126 & -0,0144 & -0,0192 \end{bmatrix}$$

sendo ligeiramente diferentes dos determinados em (4.35), considerando submercados.

Um aspecto importante da metodologia proposta está associado à dependência dos fatores de perdas em relação à barra *swing*. Enquanto no *MB* o impacto da barra *swing* sobre os fatores de perdas *finais* é desprezível, no *ME* esta escolha afeta diretamente o fator de correção σ . O Capítulo 3 apresentou um algoritmo para a identificação da “melhor barra *swing*”. A idéia é especificar como *swing*, a barra mais próxima do *Centro de Perdas*, visando obter fatores de correção tão próximos de 1 quanto possível.

O referido algoritmo pode ser generalizado para identificar a barra *swing* que provê os fatores de correção mais adequados (próximos de 1) simultaneamente em todos os submercados. Para isto, é suficiente identificar a barra com a menor soma de valores absolutos dos fatores de perdas *finais* em relação a cada submercado.

4.4. PERDAS PRÓPRIAS E PERDAS DE INTERCÂMBIO

4.4.1. Definições

Considerando um sistema com *nb* barras, pode-se expandir a Eq. (4.31),

$$\phi_{\text{Sub}_{i,1}}^{\text{final}} P_1 + \dots + \phi_{\text{Sub}_{i,k}}^{\text{final}} P_k + \dots + \phi_{\text{Sub}_{i,nb}}^{\text{final}} P_{nb} = \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{AC}} \quad (4.36)$$

onde $\phi_{\text{Sub}_{i,k}}^{\text{final}}$ é o fator de perda que *penaliza* a injeção da barra *k* por perdas ocorridas no submercado *i*. Considerando todas as barras *k* pertencentes ao submercado *j*, então o termo:

$$\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{Sub}_j} = \sum_{\forall k \in \text{Sub}_j} \phi_{\text{Sub}_{i,k}}^{\text{final}} P_k \quad (4.37)$$

deve ser interpretado como: “perdas ocorridas no submercado i , *causadas* pelos participantes do submercado j ”. Dessa forma, as perdas do submercado i podem ser decompostas em uma soma de quotas de responsabilidade,

$$\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{AC}} = \sum_{j=1}^n \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{Sub}_j} . \quad (4.38)$$

A Tabela 4.4 apresenta as perdas que cada injeção *provoca* nos dois submercados do Sistema-Exemplo. As responsabilidades agregadas por submercado são mostradas na Tabela 4.5.

TABELA 4.4 – RESPONSABILIDADES DOS AGENTES EM MW

Barra	Agente	Sub	Perdas Ocorridas em:		
			Sub 1	Sub 2	Total
1	G1	1	1,78	0,49	2,27
3	C3	1	0,65	-0,09	0,56
4	C4	1	0,63	-0,06	0,57
2	G2	2	-0,06	0,08	0,02
5	C5	2	0,44	0,72	1,16
Total	-	-	3,44	1,15	4,59

Observe que dos 2,27 MW de perdas atribuídos ao agente G1 (instalado no Sub1), 1,78 MW se devem às perdas do próprio Sub 1 e 0,49 MW se referem às perdas do Sub 2. De maneira análoga, a carga C5 *provoca* 0,72 MW de perdas em seu próprio submercado (Sub 2) e 0,44 MW de perdas no Sub 1.

TABELA 4.5 – RESPONSABILIDADES DOS SUBMERCADOS EM MW

Causadas por:	Perdas Ocorridas em:		
	Sub 1	Sub 2	Total Causado
Sub 1	3,06	0,34	3,41
Sub 2	0,38	0,81	1,18
Total Ocorrido	3,44	1,15	3,59

Pela Tabela 4.5, pode-se notar que os agentes do Sub 1 são responsáveis por 3,06 dos 3,44 MW de perdas ocorridas em seu sistema de transmissão. Os 0,38 MW restantes são causados

por agentes do Sub 2. Analogamente, dos 1,15 MW de perdas ocorridas no Sub 2, 0,81 MW se devem aos seus próprios agentes, enquanto 0,34 MW são causados por agentes do Sub 1.

Expandindo a Eq. (4.38),

$$\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{AC}} = \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{Sub}_1} + \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{Sub}_2} + \dots + \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{Sub}_i} + \dots + \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{Sub}_n}. \quad (4.39)$$

De maneira mais abrangente e menos detalhada, pode-se considerar apenas duas parcelas,

$$\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{AC}} = \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{Sub}_i} + \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{Ext}} \quad (4.40)$$

onde o termo,

$$\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{Ext}} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{Sub}_j} \quad (4.41)$$

deve ser interpretado como: “perdas ocorridas no submercado i , causadas por participantes de outros submercados (externos)”.

As perdas de cada submercado podem então ser classificadas em dois tipos: i) perdas devidas a agentes internos (*perdas próprias*) e, ii) perdas devidas a agentes externos (*perdas mútuas*). Ao montante total de perdas mútuas (i.e. a soma das perdas mútuas de todos os submercados), dá-se o nome de *perdas de intercâmbio*. As perdas de intercâmbio estabelecem a quota das perdas totais associadas às interligações entre submercados. Normalmente, estas são menores que a soma das perdas próprias. No Sistema-Exemplo (Tabela 4.5), as perdas próprias dos submercados 1 e 2 valem, respectivamente, 3,06 MW e 0,81 MW, enquanto as perdas de intercâmbio totalizam $0,38 + 0,34 = 0,72$ MW.

4.4.2. Perdas de Intercâmbio – Possibilidades de Alocação

O problema de alocação de perdas pode ser dividido em dois subproblemas: i) alocação das perdas próprias, e ii) alocação das perdas de intercâmbio.

O montante de perdas próprias, i.e. causadas pelos participantes internos de cada submercado deve ser rateado entre eles de acordo com seus fatores de perdas. As perdas de intercâmbio podem ser alocadas de acordo com os fatores de perdas ou qualquer outra *regra comercial*.

No caso de se adotar o método dos fatores de perdas, a solução é quase idêntica à determinada quando o sistema é considerado “mercado único”. Nesta situação, as perdas atribuídas a cada agente do Sistema-Exemplo já foram apresentadas na Tabela 4.4. Observe que os valores são bastante próximos dos apresentados na Tabela 3.4, onde não foi considerada a existência de submercados. A Tabela 4.6 compara os dois casos.

TABELA 4.6 – COMPARAÇÃO: MERCADO ÚNICO E SUBMERCADOS

Barra	Perdas Alocadas em MW, considerando:	
	Mercado Único	Submercados
1	2,27	2,27
2	0,02	0,02
3	0,57	0,56
4	0,58	0,57
5	1,15	1,16
Total	4,59	4,59

Por outro lado, se regras comerciais forem utilizadas, será necessário estabelecer um *critério* para dividir as perdas de intercâmbio entre os participantes do mercado.

4.4.3. Ajustes entre Centros de Perdas – Proposta I

A alocação de perdas de intercâmbio através de regras comerciais deve ser feita com base em critérios que definam quais agentes devem ser *penalizados*. Seguem algumas possibilidades:

Critério 1

Por este critério, as perdas de intercâmbio de responsabilidade de cada submercado devem ser divididas entre seus agentes, na proporção definida por suas injeções de potência. Note que este critério mantém a característica *locacional* em nível de submercados, uma vez que as perdas são atribuídas aos submercados que detêm seus agentes causadores.

Critério 2

De acordo com o Critério 2, as perdas de intercâmbio devem ser divididas exclusivamente entre os agentes dos submercados importadores, i.e. que possuem mais carga que geração. No caso de existirem vários submercados importadores, pode-se ponderar as perdas utilizando a importação total de potência de cada submercado.

Critério 3

Neste critério, as perdas de intercâmbio devem ser rateadas entre os agentes dos submercados exportadores, i.e. que apresentam geração superior à demanda. Neste caso, os agentes de um submercado exportador devem assumir as perdas de intercâmbio de sua responsabilidade e uma fração das perdas de intercâmbio causadas submercados pelos importadores.

Critério 4

O Critério 4 propõe que o montante total de perdas de intercâmbio seja dividido meio a meio entre os submercados importadores e exportadores. Para se determinar a quota de perdas que cada submercado deve assumir, pode-se utilizar a proporção definida pela importação ou exportação de potência de cada um.

O esquema de alocação de perdas próprias e perdas de intercâmbio está representado na Fig. 4.9. Os *Centros de Perdas* individuais de cada submercado i (CP_i) são interligados a um *Centro de Perdas Global* (CP_G), onde todas as transações deverão ser efetuadas.

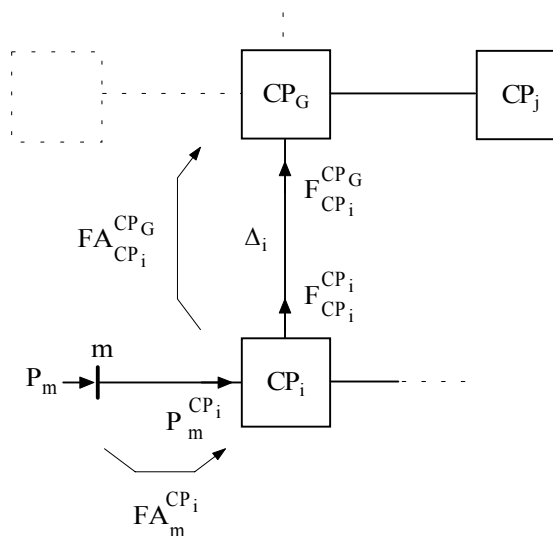


Fig. 4.9: Representação de Centros de Perdas Interligados – Proposta I

Nesta figura, considere o agente P_m (geração ou carga) conectado à barra m no submercado i . Tal participante deve assumir as perdas que *causa* em seu próprio submercado e uma quota de perdas de intercâmbio. O primeiro subproblema é resolvido através do fator de ajuste da barra m em relação ao *Centro de Perdas* do submercado i (CP_i), dado por:

$$FA_m^{CP_i} = 1 - \varphi_{Sub_i,m}^{final} \quad (4.42)$$

O volume líquido de P_m no CP_i vale:

$$P_m^{CP_i} = FA_m^{CP_i} P_m \quad (4.43)$$

Calculando-se os fatores de ajuste das barras do Sistema-Exemplo em relação aos *Centros de Perdas* de seus respectivos submercados, chega-se aos resultados da Tabela 4.7.

TABELA 4.7 – ALOCAÇÃO DAS PERDAS PRÓPRIAS

Barra	Submercado	Volume Medido, MW	Fator de Ajuste para o CP_i	Volume Líquido no CP_i , MW
1	1	129,59	0,9863	127,81
3	1	-45,00	1,0145	-45,65
4	1	-40,00	1,0157	-40,63
2	2	20,00	0,9958	19,92
5	2	-60,00	1,0120	-60,72
Total	-	4,59	-	0,72

Nesta tabela, os volumes negativos correspondem às cargas. A soma dos volumes líquidos em cada CP_i corresponde ao *balanço líquido* de cada submercado. O Sub 1 tem um balanço líquido positivo (41,53 MW), enquanto o balanço líquido do Sub 2 é negativo (-40,81 MW). Isto ocorreu porque o Sub 1 possui mais geração que carga (é um submercado exportador). O Sub 2 é importador, pois sua demanda supera a geração líquida. A soma dos volumes no CP de cada submercado corresponde às perdas de intercâmbio, que ainda não foram alocadas.

De acordo com o método das regras comerciais, as perdas de intercâmbio podem ser divididas entre os participantes através da definição de fatores de ajuste entre os *Centros de Perdas* de seus respectivos submercados e o *Centro de Perdas Global*. Os critérios comerciais definem os valores das quotas Δ_i a serem atribuídas aos agentes de cada submercado. O fator de ajuste entre o *Centro de Perdas* do submercado i e o *Centro de Perdas Global* é,

$$FA_{CP_i}^{CPG} = \frac{F_{CP_i}^{CPG}}{F_{CP_i}^{CP_i}} = \frac{F_{CP_i}^{CP_i} - \Delta_i}{F_{CP_i}^{CP_i}} = 1 - \frac{\Delta_i}{F_{CP_i}^{CP_i}} \quad (4.44)$$

onde $F_{CP_i}^{CP_i}$ é o balanço líquido no CP_i e $F_{CP_i}^{CP_G}$ corresponde ao balanço líquido do submercado i referido ao CP_G , i.e. após consideradas as quotas de perdas de intercâmbio.

A partir da Tabela 4.7, pode-se determinar os balanços líquidos dos Submercados 1 e 2 do Sistema-Exemplo:

$$F_{CP_1}^{CP_1} = 41,53 \text{ MW} \quad (4.45)$$

$$F_{CP_2}^{CP_2} = -40,81 \text{ MW}. \quad (4.46)$$

Adotando-se, por exemplo, o *Critério 1*, as perdas de intercâmbio de responsabilidade de cada submercado são atribuídas aos seus próprios agentes. Dessa forma (Tabela 4.5),

$$\Delta_1 = 0,34 \text{ MW} \quad (4.47)$$

$$\Delta_2 = 0,38 \text{ MW}. \quad (4.48)$$

Conseqüentemente, os fatores de ajuste entre os *Centros de Perdas* de cada submercado e o *Centro de Perdas Global* são, por (4.44):

$$FA_{CP_1}^{CP_G} = 0,9917 \quad (4.49)$$

$$FA_{CP_2}^{CP_G} = 1,0092. \quad (4.50)$$

A Fig. 4.10 ilustra os *Centros de Perdas* interligados para o Sistema-Exemplo.

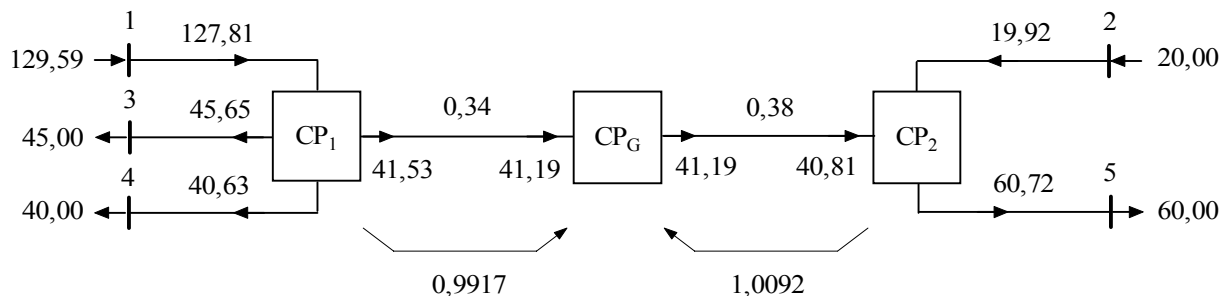


Fig. 4.10: Centros de Perdas Interligados para o Sistema-Exemplo – Proposta I

A Tabela 4.8 apresenta o resultado final de alocação de perdas.

TABELA 4.8 – ALOCAÇÃO FINAL

Barra	Sub	Volume Medido, MW	Ajuste para o CP _i	Líquido no CP _i , MW	Ajuste do CP _i para o CP _G	Líquido no CP _G , MW	Fator de Ajuste Final
1	1	129,59	0,9863	127,81	0,9917	126,75	0,9781
3	1	-45,00	1,0145	-45,65	0,9917	-45,27	1,0061
4	1	-40,00	1,0157	-40,63	0,9917	-40,29	1,0073
2	2	20,00	0,9958	19,92	1,0092	20,10	1,0049
5	2	-60,00	1,0120	-60,72	1,0092	-61,28	1,0213
Total		4,59	-	0,72	-	0,00	-

Observe que a soma das injeções líquidas no CP_G é nula, indicando que todas as perdas, i.e. próprias e de intercâmbio foram alocadas. O fator de ajuste *final* corresponde ao produto do fator de ajuste de cada barra em relação ao *Centro de Perdas* de seu submercado pelo o fator de ajuste entre este e o *Centro de Perdas Global*.

É interessante observar os *sinais econômicos* providos pelos fatores de ajuste entre *Centros de Perdas*. Para o Sub 1, exportador, o fator de ajuste entre o CP₁ e o CP_G é menor que 1 (típico de geração), enquanto o fator de ajuste entre o CP₂ e o CP_G é maior que 1 (típico de cargas).

Dessa forma, um gerador no Sub 1 será *penalizado* por perdas de intercâmbio (seu *volume líquido* no CP_G é menor que no CP_i), reduzindo sua receita. Uma carga no mesmo CP₁ seria *beneficiada*, pois o fator de ajuste aplicável a ela faria com que seu volume no CP_G fosse ainda menor que no próprio centro CP₁, diminuindo seu pagamento.

Verifica-se que no Sub 2 (importador) as cargas são *penalizadas*, enquanto os geradores são *beneficiados* na alocação de perdas de intercâmbio. Em áreas predominantemente geradoras, incentiva-se a entrada de novas cargas. O mesmo ocorre em submercados com predominância de cargas, onde há um incentivo para a entrada de novos geradores.

Embora consistentes do ponto de vista econômico, os critérios comerciais apresentados fazem com que a proporção de perdas atribuídas aos geradores e cargas do sistema seja diferente de 50:50%, uma vez que as perdas de intercâmbio causadas pelos geradores e cargas de cada submercado são somadas para originar os montantes Δ_i . Assim, não se pode mais diferenciá-las quanto às classes causadoras (geração ou carga). No caso específico do Sistema-Exemplo, a proporção resultante é de 60% para os geradores e 40% para as cargas.

4.4.4. Ajustes entre Centros de Perdas – Proposta II

Considere novamente a Eq. (4.44), onde se determina o fator de ajuste entre o CP_i e o CP_G ,

$$FA_{CP_i}^{CP_G} = 1 - \frac{\Delta_i}{F_{CP_i}^{CP_1}}.$$

Note que se o balanço líquido do submercado i for pequeno, i.e. com magnitude comparável às perdas de intercâmbio Δ_i , o fator de ajuste entre o CP_i e o CP_G poderá assumir valores *distantes* de 1. Esta situação pode ocorrer em qualquer ponto de operação em que a geração e a demanda de algum submercado estejam em equilíbrio. A consequência de um fator de ajuste *inadequado* é a *distorção* do sinal econômico para os participantes do mercado.

Considere o Sistema-Exemplo em um novo ponto de operação, onde a carga da Barra 5 passa de 60 para 20 MW. Neste caso, o cálculo de fatores de perdas resulta nas responsabilidades sobre perdas mostradas na Tabela 4.9.

TABELA 4.9 – NOVO PONTO DE OPERAÇÃO

Causadas por:	Perdas Ocorridas (MW) em:		
	Sub 1	Sub 2	Total causado
Sub 1	1,88	0,17	2,05
Sub 2	0,08	0,12	0,20
Total Ocorrido	1,96	0,29	2,25

Neste caso, os balanços líquidos de cada submercado são:

$$F_{CP_1}^{CP_1} = 0,36 \text{ MW} \quad (4.51)$$

$$F_{CP_2}^{CP_2} = -0,12 \text{ MW}. \quad (4.52)$$

Observe que as perdas de intercâmbio ($0,17 + 0,08 = 0,24 \text{ MW}$) e o balanço líquido de cada submercado possuem a mesma ordem de grandeza. Neste caso,

$$FA_{CP_1}^{CP_G} = 0,5435 \quad (4.53)$$

$$FA_{CP_2}^{CP_G} = 1,6285. \quad (4.54)$$

Tais fatores são *inadequados*, visto que devido às perdas de intercâmbio causadas no Sub 2, os geradores do Sub 1 terão sua produção praticamente reduzida à metade. De forma análoga, o consumo das cargas do Sub 2 é aumentado em mais de 60% por causa das perdas de intercâmbio ocorridas no Sub 1.

Este problema numérico pode ser evitado se as perdas de intercâmbio forem divididas entre os agentes de cada submercado de maneira distinta da indicada pelos fatores de ajuste entre os *Centros de Perdas*. Para isto, pode-se utilizar a divisão através de fatores de perdas (como feito no “mercado único”) ou através de critérios comerciais que tratem geradores e cargas de maneira diferenciada. Considere a introdução de quatro novos critérios comerciais.

Critério 5

Por este critério, o montante total de perdas causadas pelos geradores de cada submercado é dividido entre eles, através da técnica *pro rata* [IGF98]. A mesma idéia é aplicada para dividir as perdas de intercâmbio causadas pelas cargas. É interessante observar que o rateio de perdas 50:50% é mantido neste critério, visto que o montante total de perdas atribuído à geração e à carga não sofre qualquer alteração.

Critério 6

De acordo com o Critério 6, as perdas de intercâmbio causadas pelos participantes de cada submercado poderiam ser divididas entre seus geradores, se o submercado for exportador e entre suas cargas, caso o submercado seja importador.

Critério 7

Neste critério, as perdas de intercâmbio são divididas entre as cargas de todos os submercados importadores.

Critério 8

O Critério 8 propõe que o montante de perdas de intercâmbio seja dividido entre os geradores dos submercados exportadores.

A representação dos centros de perdas interligados para os Critérios 5 a 8 é ligeiramente diferente da apresentada para os Critérios 1 a 4. Observe na Fig. 4.11, que os fatores de ajuste entre o *Centro de Perdas* de cada submercado e o *Centro de Perdas Global* são diferenciados para geração e carga.

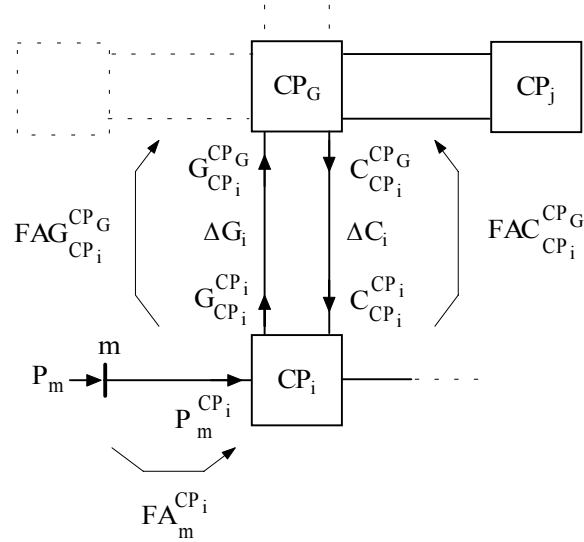


Fig. 4.11: Representação de Centros de Perdas Interligados – Proposta II

Estes fatores de ajuste são determinados a partir da escolha das parcelas ΔG_i e ΔC_i de perdas de intercâmbio a serem atribuídas aos geradores e cargas de cada submercado. Por exemplo, se o Critério 5 for adotado, ΔG_i deve ser igual ao montante total de perdas que os geradores do submercado i provocam em todos os outros submercados e ΔC_i deve corresponder às perdas que as cargas do submercado i causam em todos os demais submercados.

O cálculo dos fatores de ajuste para os geradores e cargas do submercado i é feita por,

$$FAG_{CP_i}^{CP_G} = \frac{G_{CP_i}^{CP_G}}{G_{CP_i}^{CP_i}} = \frac{G_{CP_i}^{CP_i} - \Delta G_i}{G_{CP_i}^{CP_i}} = 1 - \frac{\Delta G_i}{G_{CP_i}^{CP_i}} \quad (4.55)$$

$$FAC_{CP_i}^{CP_G} = \frac{C_{CP_i}^{CP_G}}{C_{CP_i}^{CP_i}} = \frac{C_{CP_i}^{CP_i} + \Delta C_i}{C_{CP_i}^{CP_i}} = 1 + \frac{\Delta C_i}{C_{CP_i}^{CP_i}} \quad (4.56)$$

onde $G_{CP_i}^{CP_i}$ e $C_{CP_i}^{CP_i}$ representam a geração e a carga total no CP_i ; ΔG_i e ΔC_i são as quotas de perdas de intercâmbio a serem divididas entre os geradores e cargas do submercado i e $G_{CP_i}^{CP_G}$ e $C_{CP_i}^{CP_G}$ correspondem à geração e à carga total do submercado i referidas ao CP_G .

Finalmente, se o participante conectado à barra m da Fig. 4.11 for um gerador, seu volume líquido no CP_G será dado por,

$$P_m^{CPG} = FA_m^{CP_1} FAG_{CP_1}^{CPG} P_m. \quad (4.57)$$

Caso exista uma carga na barra m , seu volume líquido no CP_G deverá ser,

$$P_m^{CPG} = FA_m^{CP_1} FAC_{CP_1}^{CPG} P_m. \quad (4.58)$$

Considere que as perdas de intercâmbio do Sistema-Exemplo sejam divididas de acordo com o Critério 6. Neste caso, como o Sub 1 é exportador e o Sub 2 é importador, tem-se,

$$\Delta G_1 = 0,17 \text{ MW} \quad (4.59)$$

$$\Delta C_1 = 0 \text{ MW} \quad (4.60)$$

$$\Delta G_2 = 0 \text{ MW} \quad (4.61)$$

$$\Delta C_2 = 0,08 \text{ MW} \quad (4.62)$$

Os valores de geração e carga totais de cada submercado são,

$$G_{CP_1}^{CP_1} = 86,28 \text{ MW} \quad (4.63)$$

$$C_{CP_1}^{CP_1} = 85,91 \text{ MW} \quad (4.64)$$

$$G_{CP_2}^{CP_2} = 19,97 \text{ MW} \quad (4.65)$$

$$C_{CP_2}^{CP_2} = 20,09 \text{ MW} \quad (4.66)$$

Logo, os fatores de ajuste entre o *Centro de Perdas* de cada submercado e o CP_G são,

$$FAG_{CP_1}^{CPG} = 0,9981 \quad (4.67)$$

$$FAC_{CP_1}^{CPG} = 1 \quad (4.68)$$

$$FAG_{CP_2}^{CPG} = 1 \quad (4.69)$$

$$FAC_{CP_2}^{CPG} = 1,0038 \quad (4.70)$$

Observe que mesmo com os balanços líquidos próximos de zero, os fatores de ajuste obtidos não resultaram em valores *inadequados*. A Tabela 4.10 apresenta estes fatores de ajuste, bem como os volumes finais de cada agente no CP_G .

TABELA 4.10 – NOVO PONTO DE OPERAÇÃO: ALOCAÇÃO FINAL

Barra	Sub	Volume Medido, MW	Ajuste para o CP _i	Líquido no CP _i , MW	Ajuste do CP _i para o CP _G	Líquido no CP _G , MW	Fator de Ajuste Final
1	1	87,25	0,9889	86,28	0,9981	86,11	0,9870
3	1	-45,00	1,0106	-45,48	1,0000	-45,48	1,0106
4	1	-40,00	1,0109	-40,44	1,0000	-40,44	1,0109
2	2	20,00	0,9983	19,97	1,0000	19,97	0,9983
5	2	-20,00	1,0044	-20,09	1,0038	-20,16	1,0082
Total		2,25	-	0,24	-	0,00	-

O balanço líquido no CP_G é nulo, indicando que todas as perdas foram alocadas. A Fig 4.12 ilustra os *centros de perdas* interligados para esta situação.

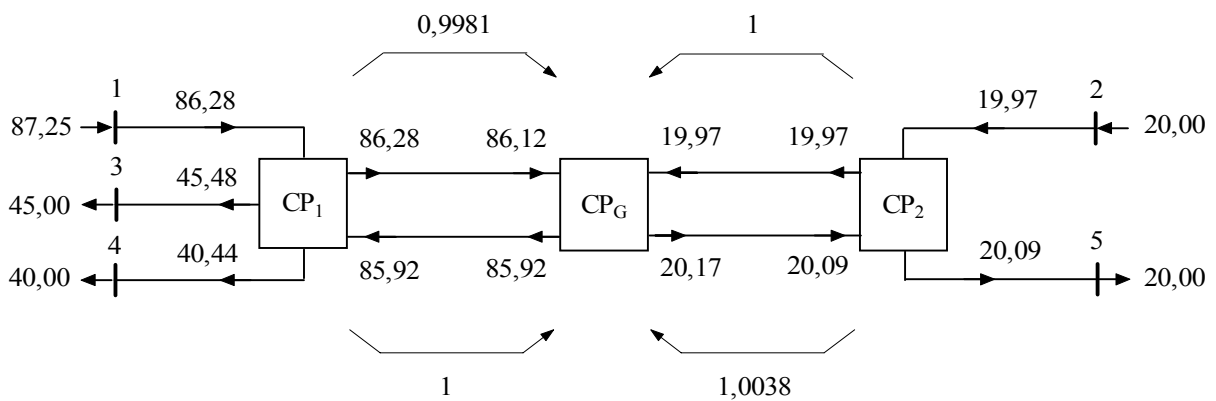


Fig. 4.12: Centros de Perdas Interligados para o Sistema-Exemplo – Proposta II

Neste caso, o gerador da Barra 1 assume as perdas de intercâmbio que os agentes do Sub 1 (exportador) provocam no Sub 2, enquanto suas cargas não assumem perdas de intercâmbio. De forma análoga, o gerador da Barra 2, não assume perdas que o Sub 2 (importador) provoca no Sub 1, uma vez que estas estão sendo atribuídas somente à carga da Barra 5.

Pode-se observar na Fig. 4.12, que os fatores de ajuste entre cada CP_i e o CP_G são diferentes para geradores e cargas de um mesmo submercado. Conseqüentemente, se uma determinada barra possuir geração e carga, seus fatores de ajuste *fnais*, serão diferentes. Este aspecto será discutido no final deste capítulo, após a realização das aplicações numéricas.

4.5. APLICAÇÃO NUMÉRICA

4.5.1. Descrição do Sistema

O *IEEE-RTS* [IEEE79] é utilizado para ilustrar a metodologia. Como visto na Fig. 4.13, o sistema foi dividido em 3 submercados: Sub 1 (linhas pretas), Sub 2 (linhas vermelhas) e Sub 3 (linhas azuis). A Tabela 4.11 apresenta os valores de geração, carga e perdas de cada área, obtidos em um cálculo de fluxo de potência AC, cujos resultados estão no Apêndice D.

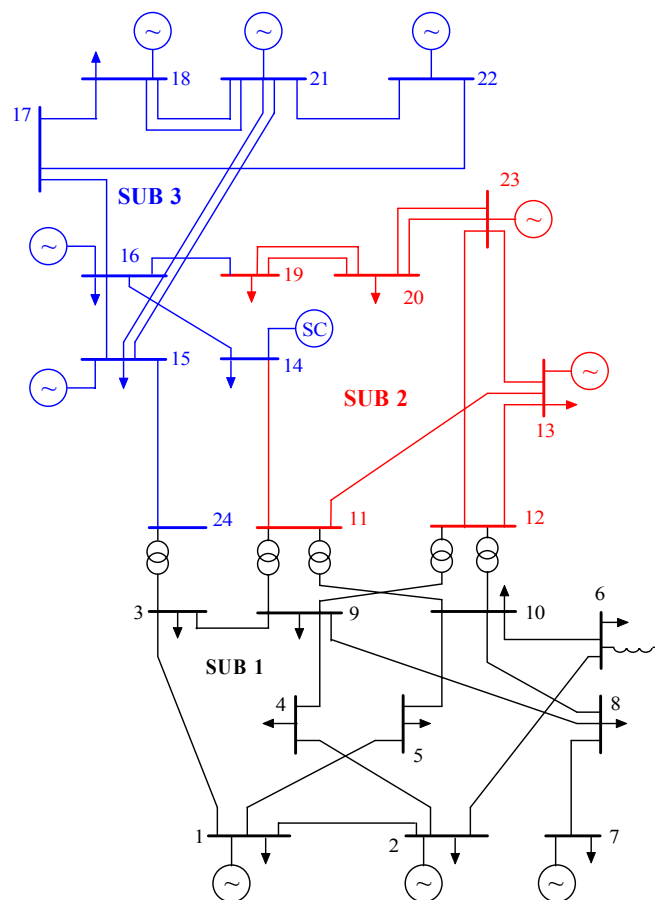


Fig. 4.13: IEEE-RTS Configurado com 3 Submercados

TABELA 4.11 – GERAÇÃO, CARGA E PERDAS DO IEEE-RTS

Submercado	Geração, MW	Carga, MW	Perdas, MW
Sub 1	584,00	1332,00	11,04 (21%)
Sub 2	847,70	574,00	15,24 (30%)
Sub 3	1470,00	944,00	25,42 (49%)
Total	2901,70	2850,00	51,70 (100%)

4.5.2. Resultados Obtidos – Modelo Básico

Os fatores de perdas da Tabela 4.12 foram calculados pelo *MB*, onde a Barra 13 foi admitida como referência. As constantes de deslocamento e correção são: $k_1 = -0,0002$, $k_2 = 0,0136$ e $k_3 = 0,0179$; $\sigma_1 = 1,1089$, $\sigma_2 = 1,0194$ e $\sigma_3 = 0,9855$. Ao comparar os fatores de perdas *compostos* da Tabela 4.12 com os fatores de perdas *finais* da Tabela 3.7 (“mercado único”), observa-se que estes são bastante próximos. A diferença média relativa é da ordem de 3%.

TABELA 4.12 – FATORES DE PERDAS DECOMPOSTOS (MB)

Barra	Submercado	Fatores de Perdas em Relação ao:			Fator de Perda Composto	Fator de Perda Final (“mercado único”)
		Sub 1	Sub 2	Sub 3		
1	Sub 1	0,0027	-0,0079	-0,0099	-0,0151	-0,0157
2		0,0024	-0,0080	-0,0099	-0,0155	-0,0160
3		0,0037	-0,0043	-0,0101	-0,0107	-0,0113
4		-0,0126	-0,0083	-0,0099	-0,0308	-0,0301
5		-0,0106	-0,0086	-0,0099	-0,0291	-0,0286
6		-0,0212	-0,0091	-0,0098	-0,0401	-0,0387
7		0,0016	-0,0090	-0,0098	-0,0172	-0,0177
8		-0,0185	-0,0090	-0,0098	-0,0373	-0,0362
9		-0,0026	-0,0086	-0,0099	-0,0211	-0,0212
10		-0,0065	-0,0094	-0,0098	-0,0258	-0,0256
13	Sub 2	0,0001	-0,0069	-0,0088	-0,0157	-0,0160
19		0,0016	0,0059	-0,0031	0,0044	-0,0041
20		0,0012	0,0098	-0,0046	0,0064	0,0061
23		0,0009	0,0137	-0,0054	0,0093	0,0090
14	Sub 3	0,0010	0,0020	-0,0139	-0,0109	-0,0115
15		0,0027	0,0029	0,0041	0,0098	0,0097
16		0,0021	0,0037	0,0017	0,0075	0,0074
18		0,0024	0,0033	0,0156	0,0213	0,0216
21		0,0025	0,0032	0,0175	0,0232	0,0236
22		0,0024	0,0033	0,0310	0,0367	0,0376

Na Tabela 4.12, os valores em negrito correspondem aos fatores de perdas das barras em relação ao *Centro de Perdas* do seu próprio submercado.

Para se determinar o montante de perdas que a injeção de potência de cada barra provoca em cada submercado, basta multiplicar a injeção pelo fator de perda relativo ao submercado de interesse, como mostra a Tabela 4.13 (onde os valores estão em MW).

TABELA 4.13 – RESPONSABILIDADES SOBRE PERDAS (MB)

Barra	Sub	Perdas Causadas em:			Total
		Sub 1	Sub 2	Sub 3	
1 G	Sub 1	0,4595	-1,3572	-1,7030	-2,6007
1 C		-0,2885	0,8522	1,0694	1,6330
2 G		0,4147	-1,3767	-1,7021	-2,6641
2 C		-0,2339	0,7764	0,9599	1,5025
3		-0,6610	0,7733	1,8139	1,9261
4		0,9288	0,6166	0,7311	2,2765
5		0,7558	0,6132	0,7004	2,0694
6		2,8813	1,2346	1,3387	5,4546
7 G		0,3873	-2,1622	-2,3632	-4,1381
7 C		-0,2017	1,1261	1,2308	2,1553
8		3,1576	1,5406	1,6838	6,3819
9		0,4580	1,5053	1,7267	3,6900
10		1,2720	1,8362	1,9162	5,0244
13 G	Sub 2	0,0190	-1,3042	-1,6588	-2,9440
13 C		-0,0269	1,8413	2,3420	4,1564
19		-0,2867	-1,0683	0,5631	-0,7919
20		-0,1487	-1,2506	0,5852	-0,8140
23		0,6148	9,0546	-3,5435	6,1260
14	Sub 3	-0,2036	-0,3866	2,7038	2,1136
15 G		0,5902	0,6296	0,8778	2,0976
15 C		-0,8702	-0,9283	-1,2942	-3,0928
16 G		0,3218	0,5696	0,2677	1,1590
16 C		-0,2076	-0,3675	-0,1727	-0,7478
18 G		0,9691	1,3153	6,2300	8,5143
18 C		-0,8067	-1,0950	-5,1864	-7,0881
21		1,0095	1,2702	7,0103	9,2899
22	0,7320	0,9806	9,2967	11,0093	

Observe que o problema de alocação de perdas já se encontra resolvido neste ponto, visto que as perdas totais da transmissão estão divididas entre as injeções de potência de todas as barras do sistema.

4.5.3. Resultados Obtidos – Modelo Estendido

O *ME* foi utilizado para calcular os fatores de perdas da Tabela 4.14. Na aplicação numérica do Capítulo 3, onde o “mercado único” foi considerado, a Barra 24 foi especificada como barra *swing* para que os fatores de perdas *mais precisos* fossem determinados. Contudo, os

fatores de correção mais satisfatórios são obtidos, simultaneamente, nos três submercados, quando a Barra 16 é especificada como *swing*. Neste caso, os fatores de correção para os Submercados 1, 2 e 3 valem 0,9742, 0,9722 e 0,9903.

Comparando-se os fatores de perdas *compostos* da Tabela 4.14 com os fatores de perdas *finais* determinados no Capítulo 3 (Tabela 3.8), observa-se que estes são bastante próximos. Neste caso, diferença é de aproximadamente 3%, relativa aos obtidos com o “mercado único”.

TABELA 4.14 – FATORES DE PERDAS DECOMPOSTOS (ME)

Barra	Submercado	Fatores de Perdas em Relação ao:			Fator de Perda Composto	Fator de Perda Final (“mercado único”)
		Sub 1	Sub 2	Sub 3		
1	Sub 1	0,0001	-0,0080	-0,0100	-0,0179	-0,0174
2		-0,0001	-0,0081	-0,0100	-0,0182	-0,0178
3		0,0018	-0,0045	-0,0105	-0,0131	-0,0112
4		-0,0127	-0,0088	-0,0104	-0,0319	-0,0323
5		-0,0104	-0,0090	-0,0103	-0,0297	-0,0301
6		-0,0195	-0,0098	-0,0105	-0,0398	-0,0409
7		-0,0002	-0,0091	-0,0099	-0,0193	-0,0190
8		-0,0177	-0,0097	-0,0105	-0,0379	-0,0388
9		-0,0031	-0,0089	-0,0101	-0,0222	-0,0219
10		-0,0063	-0,0097	-0,0102	-0,0262	-0,0264
13	Sub 2	0,0003	-0,0069	-0,0088	-0,0154	-0,0153
19		0,0022	0,0061	-0,0027	0,0056	0,0056
20		0,0019	0,0093	-0,0041	0,0071	0,0072
23		0,0017	0,0126	-0,0048	0,0095	0,0096
14	Sub 3	0,0016	0,0024	-0,0137	-0,0097	-0,0097
15		0,0032	0,0035	0,0049	0,0117	0,0115
16		0,0026	0,0042	0,0024	0,0092	0,0091
18		0,0029	0,0038	0,0154	0,0222	0,0220
21		0,0030	0,0037	0,0173	0,0240	0,0238
22		0,0029	0,0038	0,0296	0,0363	0,0360

Os montantes de perdas que a injeção de cada barra provoca em cada submercado do sistema são apresentados na Tabela 4.15 (na página seguinte), onde todos os valores estão em MW.

As Tabelas 4.13 e 4.15 mostram como dividir as perdas de cada submercado entre as injeções de todas as barras do sistema, considerando os modelos *Básico* e *Estendido*, respectivamente. Neste caso, as perdas próprias e as perdas de intercâmbio são divididas simultaneamente entre os participantes, de acordo com os fatores de perdas.

TABELA 4.15 – RESPONSABILIDADES SOBRE PERDAS (ME)

Barra	Sub	Perdas Causadas em:			Total
		Sub 1	Sub 2	Sub 3	
1 G	Sub 1	0,0162	-1,3713	-1,7194	-3,0745
1 C		-0,0101	0,8610	1,0796	1,9305
2 G		-0,0215	-1,3911	-1,7194	-3,1320
2 C		0,0121	0,7845	0,9697	1,7663
3		-0,3328	0,8153	1,8818	2,3643
4		0,9380	0,6529	0,7691	2,3600
5		0,7392	0,6416	0,7297	2,1105
6		2,6490	1,3293	1,4329	5,4113
7 G		-0,0435	-2,1907	-2,3879	-4,6220
7 C		0,0226	1,1410	1,2437	2,4073
8		3,0321	1,6526	1,7903	6,4750
9		0,5490	1,5532	1,7757	3,8778
10		1,2293	1,8989	1,9812	5,1094
13 G		Sub 2	0,0625	-1,3017	-1,6523
13 C	-0,0879		1,8377	2,3328	4,0826
19	-0,4032		-1,0998	0,4818	-1,0212
20	-0,2417		-1,1882	0,5254	-0,9045
23	1,1285		8,3161	-3,2010	6,2436
14	Sub 3	-0,3089	-0,4659	2,6659	1,8912
15 G		0,6957	0,7497	1,0621	2,5075
15 C		-1,0258	-1,1054	-1,5660	-3,6972
16 G		0,4087	0,6459	0,3744	1,4290
16 C		-0,2637	-0,4167	-0,2416	-0,9219
18 G		1,1764	1,5286	6,1745	8,8796
18 C		-0,9794	-1,2726	-5,1403	-7,3923
21		1,2106	1,4898	6,9081	9,6086
22		0,8843	1,1443	8,8724	10,9009

A depender do mercado em questão, as perdas de intercâmbio podem ser divididas de acordo com regras comerciais. Assim, as perdas próprias continuariam sendo divididas tal como determinam os fatores de perdas (valores sombreados nas Tabelas 4.13 e 4.15), enquanto algum critério comercial seria utilizado para ratear as perdas de intercâmbio entre os agentes.

4.5.4. Alocação das Perdas de Intercâmbio

As Tabelas 4.16 e 4.17 apresentam, de forma agregada, as responsabilidades dos agentes de cada submercado sobre as perdas ocorridas em todos os outros, considerando-se os modelos *Básico* e *Estendido*. Os valores estão em MW.

TABELA 4.16 – RESPONSABILIDADES DOS SUBMERCADOS (MB)

Causada por:	Perdas Ocorridas em:			Total Causado
	Sub 1	Sub 2	Sub 3	
Sub 1	9,33 (84 %)	5,98 (39 %)	7,40 (29 %)	22,71 (43 %)
Sub 2	0,17 (2 %)	7,27 (48 %)	-1,71 (-7 %)	5,73 (11 %)
Sub 3	1,53 (14 %)	1,99 (13 %)	19,73 (78 %)	23,26 (44 %)
Total Ocorrido	11,04 (100 %)	15,24 (100 %)	25,42 (100 %)	51,70 (100 %)

TABELA 4.17 – RESPONSABILIDADES DOS SUBMERCADOS (ME)

Causada por:	Perdas Ocorridas em:			Total Causado
	Sub 1	Sub 2	Sub 3	
Sub 1	8,78 (80 %)	6,38 (42 %)	7,83 (31 %)	22,98 (44 %)
Sub 2	0,46 (4 %)	6,56 (43 %)	-1,51 (-6 %)	5,51 (11 %)
Sub 3	1,80 (16 %)	2,30 (15 %)	19,11 (75 %)	23,21 (45 %)
Total Ocorrido	11,04 (100 %)	15,24 (100 %)	25,42 (100 %)	51,70 (100 %)

Observe na Tabela 4.17 (*Modelo Estendido*), que no Sub 1, 8,78 MW (i.e. 80% de suas perdas) são causados por participantes do próprio Sub 1, enquanto 0,46 MW (4%) e 1,80 MW (16%) são causados por participantes do Sub 2 e do Sub 3, respectivamente.

A mesma interpretação deve ser aplicada para os outros submercados e para os valores da Tabela 4.16 (*MB*). Neste exemplo, as perdas de intercâmbio calculadas através do *MB* valem 15,36 MW, enquanto a aplicação do *ME* resulta em 17,25 MW. Naturalmente, as diferenças entre as modelagens *Básica* e *Estendida* fazem com que estes valores não sejam idênticos.

As Tabelas 4.18 e 4.19 ilustram a divisão das perdas próprias e de intercâmbio através dos modelos *Básico* e *Estendido*. Neste caso, aplicou-se o Critério 1, no qual os agentes de cada submercado assumem as perdas de intercâmbio que provocam.

De acordo com o *MB* (Tabela 4.16), os agentes do Sub 1 devem assumir $5,98 + 7,40 = 13,38$ MW por perdas ocorridas nos Submercados 2 e 3. Analogamente, os agentes do Sub 2 e do Sub 3 devem assumir $0,17 - 1,71 = -1,54$ MW e $1,53 + 1,99 = 3,52$ MW por perdas causadas no sistema de transmissão de outros submercados.

TABELA 4.18 – ALOCAÇÃO FINAL DE PERDAS – CRITÉRIO 1 (MB)

Barra	Injeção MW	Fator de Ajuste para o CP_i	Volume Líquido no CP_i MW	Fator de Ajuste para o CP_G	Volume Líquido no CP_G MW	Fator de Ajuste Final
1	172,00	0,9973	171,54	1,0177	174,57	1,0150
	-108,00	0,9973	-107,71	1,0177	-109,61	1,0150
2	172,00	0,9976	171,59	1,0177	174,62	1,0152
	-97,00	0,9976	-96,77	1,0177	-98,48	1,0152
3	-180,00	0,9963	-179,34	1,0177	-182,51	1,0139
4	-74,00	1,0126	-74,93	1,0177	-76,25	1,0304
5	-71,00	1,0106	-71,76	1,0177	-73,02	1,0285
6	-136,00	1,0212	-138,88	1,0177	-141,34	1,0392
7	240,00	0,9984	239,61	1,0177	243,85	1,0160
	-125,00	0,9984	-124,80	1,0177	-127,00	1,0160
8	-171,00	1,0185	-174,16	1,0177	-177,23	1,0365
9	-175,00	1,0026	-175,46	1,0177	-178,56	1,0203
10	-195,00	1,0065	-196,27	1,0177	-199,74	1,0243
Subtotal	-748,00	-	-757,33	-	-770,71	-
13	187,70	1,0069	189,00	1,0058	190,10	1,0128
	-265,00	1,0069	-266,84	1,0058	-268,38	1,0128
19	-181,00	0,9941	-179,93	1,0058	-180,97	0,9998
20	-128,00	0,9902	-126,75	1,0058	-127,48	0,9960
23	660,00	0,9863	650,95	1,0058	654,71	0,9920
Subtotal	273,70	-	266,43	-	267,97	-
14	-194,00	1,0139	-196,70	0,9930	-195,34	1,0069
15	215,00	0,9959	214,12	0,9930	212,63	0,9890
	-317,00	0,9959	-315,71	0,9930	-313,51	0,9890
16	155,00	0,9983	154,73	0,9930	153,66	0,9913
	-100,00	0,9983	-99,83	0,9930	-99,13	0,9913
18	400,00	0,9844	393,77	0,9930	391,03	0,9776
	-333,00	0,9844	-327,81	0,9930	-325,53	0,9776
21	400,00	0,9825	392,99	0,9930	390,26	0,9756
22	300,00	0,9690	290,70	0,9930	288,68	0,9623
Subtotal	526,00	-	506,27	-	502,74	-
Total	51,70	-	15,36	-	0,00	-

TABELA 4.19 – ALOCAÇÃO FINAL DE PERDAS – CRITÉRIO 1 (ME)

Barra	Injeção MW	Fator de Ajuste para o CP _i	Volume Líquido no CP _i MW	Fator de Ajuste para o CP _G	Volume Líquido no CP _G MW	Fator de Ajuste Final
1	172,00	0,9999	171,98	1,0188	175,21	1,0187
	-108,00	0,9999	-107,99	1,0188	-110,02	1,0187
2	172,00	1,0001	172,02	1,0188	175,25	1,0189
	-97,00	1,0001	-97,01	1,0188	-98,83	1,0189
3	-180,00	0,9982	-179,67	1,0188	-183,04	1,0169
4	-74,00	1,0127	-74,94	1,0188	-76,34	1,0317
5	-71,00	1,0104	-71,74	1,0188	-73,09	1,0294
6	-136,00	1,0195	-138,65	1,0188	-141,25	1,0386
7	240,00	1,0002	240,04	1,0188	244,55	1,0190
	-125,00	1,0002	-125,02	1,0188	-127,37	1,0190
8	-171,00	1,0177	-174,03	1,0188	-177,30	1,0368
9	-175,00	1,0031	-175,55	1,0188	-178,84	1,0220
10	-195,00	1,0063	-196,23	1,0188	-199,91	1,0252
<i>Subtotal</i>	-748,00	-	-756,78	-	-770,98	-
13	187,70	1,0069	189,00	1,0039	189,75	1,0109
	-265,00	1,0069	-266,84	1,0039	-267,89	1,0109
19	-181,00	0,9939	-179,90	1,0039	-180,61	0,9978
20	-128,00	0,9907	-126,81	1,0039	-127,31	0,9946
23	660,00	0,9874	651,68	1,0039	654,26	0,9913
<i>Subtotal</i>	273,70	-	267,13	-	268,19	-
14	-194,00	1,0137	-196,67	0,9919	-195,08	1,0056
15	215,00	0,9951	213,94	0,9919	212,21	0,9870
	-317,00	0,9951	-315,43	0,9919	-312,89	0,9870
16	155,00	0,9976	154,63	0,9919	153,38	0,9895
	-100,00	0,9976	-99,76	0,9919	-98,95	0,9895
18	400,00	0,9846	393,83	0,9919	390,64	0,9766
	-333,00	0,9846	-327,86	0,9919	-325,21	0,9766
21	400,00	0,9827	393,09	0,9919	389,92	0,9748
22	300,00	0,9704	291,13	0,9919	288,78	0,9626
<i>Subtotal</i>	526,00	-	506,89	-	502,79	-
<i>Total</i>	51,70	-	17,25	-	0,00	-

Das Tabelas 4.18 e 4.19, observa-se que a soma dos valores líquidos no *Centro de Perdas Global* é nula, o que indica que todas as perdas foram divididas.

A soma dos volumes líquidos nos *Centros de Perdas* de cada submercado revela que o Sub 1 é importador, enquanto os Submercados 2 e 3 são exportadores.

A Tabela 4.20 apresenta os balanços líquidos, bem como os fatores de ajuste entre o *Centro de Perdas* de cada submercado e o *Centro de Perdas Global*. A soma dos balanços líquidos confirma os valores 15,36 MW e 17,25 MW como as perdas de intercâmbio obtidas pelo *MB* e *ME*, respectivamente.

TABELA 4.20 – BALANÇOS E FATORES DE AJUSTE ENTRE CENTROS

Submercado	Balanço Líquido, MW		Fator de Ajuste para o CP _G	
	MB	ME	MB	ME
Sub 1	-757,33	-756,78	1,0177	1,0188
Sub 2	266,43	267,13	1,0058	1,0039
Sub 3	506,27	506,89	0,9930	0,9919
Soma	15,36	17,25	-	-

Os sinais econômicos providos pelos fatores de ajuste entre *Centros de Perdas* indicam ser vantajoso incluir geradores no Sub 1 e no Sub 2 (que possuem fatores de ajuste maiores que 1) e cargas no Sub 3 (que apresenta um fator de ajuste menor que 1).

Embora o Sub 2 seja predominantemente exportador, seu fator de ajuste para o CP_G é maior que 1. Isto ocorreu pois a responsabilidade dos agentes do Sub 2 sobre as perdas do Sub 3 é negativa, superando as perdas que os agentes do Sub 2 provocam no Sub 1. Dessa forma, o total de perdas de intercâmbio atribuídas ao Sub 2 é negativo. A Fig. 4.14 ilustra os fatores de ajuste entre *Centros de Perdas* para o *Modelo Básico*.

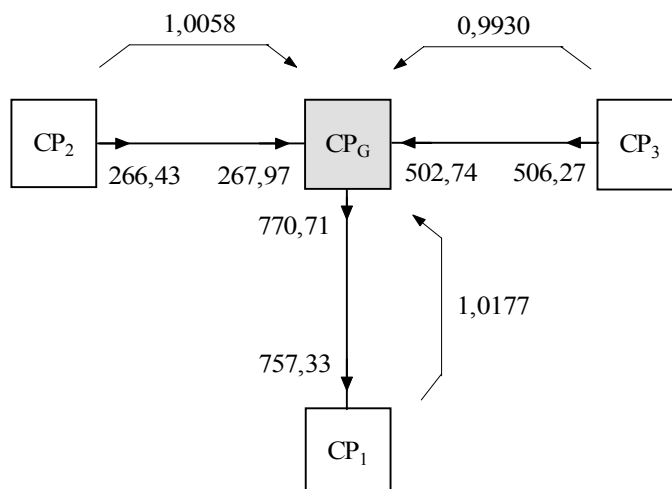


Fig. 4.14: Fatores de Ajuste entre Centros de Perdas – Modelo Básico

Caso fosse utilizado o Critério 6, no qual os geradores dos submercados exportadores e as cargas dos submercados importadores assumem as perdas de intercâmbio causadas por seus agentes, a alocação de perdas seria tal como apresentada nas Tabelas 4.21 (MB) e 4.22 (ME).

TABELA 4.21 – ALOCAÇÃO FINAL DE PERDAS – CRITÉRIO 6 (MB)

Barra	Injeção MW	Fator de Ajuste para o CP _i	Volume Líquido no CP _i , MW	Fator de Ajuste para o CP _G	Volume Líquido no CP _G , MW	Fator de Ajuste Final
1	172,00	0,9973	171,54	1,0000	171,54	0,9973
	-108,00	0,9973	-107,71	1,0100	-108,79	1,0073
2	172,00	0,9976	171,59	1,0000	171,59	0,9976
	-97,00	0,9976	-96,77	1,0100	-97,73	1,0076
3	-180,00	0,9963	-179,34	1,0100	-181,13	1,0063
4	-74,00	1,0126	-74,93	1,0100	-75,68	1,0227
5	-71,00	1,0106	-71,76	1,0100	-72,47	1,0207
6	-136,00	1,0212	-138,88	1,0100	-140,27	1,0314
7	240,00	0,9984	239,61	1,0000	239,61	0,9984
	-125,00	0,9984	-124,80	1,0100	-126,04	1,0084
8	-171,00	1,0185	-174,16	1,0100	-175,90	1,0286
9	-175,00	1,0026	-175,46	1,0100	-177,21	1,0126
10	-195,00	1,0065	-196,27	1,0100	-198,23	1,0166
Subtotal	-	-	-757,33		-770,71	-
13	187,70	1,0069	189,00	1,0018	189,35	1,0088
	-265,00	1,0069	-266,84	1,0000	-266,84	1,0069
19	-181,00	0,9941	-179,93	1,0000	-179,93	0,9941
20	-128,00	0,9902	-126,75	1,0000	-126,75	0,9902
23	660,00	0,9863	650,95	1,0018	652,14	0,9881
Subtotal	-	-	266,43		267,97	-
14	-194,00	1,0139	-196,70	1,0000	-196,70	1,0139
15	215,00	0,9959	214,12	0,9976	213,60	0,9935
	-317,00	0,9959	-315,71	1,0000	-315,71	0,9959
16	155,00	0,9983	154,73	0,9976	154,36	0,9958
	-100,00	0,9983	-99,83	1,0000	-99,83	0,9983
18	400,00	0,9844	393,77	0,9976	392,81	0,9820
	-333,00	0,9844	-327,81	1,0000	-327,81	0,9844
21	400,00	0,9825	392,99	0,9976	392,03	0,9801
22	300,00	0,9690	290,70	0,9976	290,00	0,9667
Subtotal	-	-	506,27	-	502,74	-
Total	-	-	15,36	-	0,00	-

Os resultados das Tabelas 4.21 e 4.22 mostram que a *penalização* por perdas de intercâmbio é diferenciada para geradores e cargas. No Sub 1 (importador) as perdas de intercâmbio são atribuídas somente às cargas, enquanto nos Submercados 2 e 3 (exportadores) as perdas de

intercâmbio são divididas entre os geradores. Como consequência deste critério, os fatores de ajuste entre o CP de cada submercado e o CP_G valem 1 para os geradores do Sub 1 e para as cargas dos Submercados 2 e 3, que não assumem perdas de intercâmbio. Note que os fatores de ajuste finais são diferentes para geração e carga em uma mesma barra. Por exemplo, na Barra 1, o fator de ajuste aplicável à geração vale 0,9973, enquanto o fator de ajuste para a carga deve ser 1,0073, quando considerado o *MB*.

TABELA 4.22 – ALOCAÇÃO FINAL DE PERDAS – CRITÉRIO 6 (ME)

Barra	Injeção MW	Fator de Ajuste para o CP_i	Volume Líquido no CP_i , MW	Fator de Ajuste para o CP_G	Volume Líquido no CP_G , MW	Fator de Ajuste Final
1	172,00	0,9999	171,98	1,0000	171,98	0,9999
	-108,00	0,9999	-107,99	1,0106	-109,13	1,0105
2	172,00	1,0001	172,02	1,0000	172,02	1,0001
	-97,00	1,0001	-97,01	1,0106	-98,04	1,0107
3	-180,00	0,9982	-179,67	1,0106	-181,57	1,0087
4	-74,00	1,0127	-74,94	1,0106	-75,73	1,0234
5	-71,00	1,0104	-71,74	1,0106	-72,50	1,0211
6	-136,00	1,0195	-138,65	1,0106	-140,12	1,0303
7	240,00	1,0002	240,04	1,0000	240,04	1,0002
	-125,00	1,0002	-125,02	1,0106	-126,35	1,0108
8	-171,00	1,0177	-174,03	1,0106	-175,88	1,0285
9	-175,00	1,0031	-175,55	1,0106	-177,41	1,0138
10	-195,00	1,0063	-196,23	1,0106	-198,31	1,0170
Subtotal	-	-	-756,78	-	-770,98	-
13	187,70	1,0069	189,00	1,0013	189,24	1,0082
	-265,00	1,0069	-266,84	1,0000	-266,84	1,0069
19	-181,00	0,9939	-179,90	1,0000	-179,90	0,9939
20	-128,00	0,9907	-126,81	1,0000	-126,81	0,9907
23	660,00	0,9874	651,68	1,0013	652,50	0,9886
Subtotal	-	-	267,13	-	268,19	-
14	-194,00	1,0137	-196,67	1,0000	-196,67	1,0137
15	215,00	0,9951	213,94	0,9972	213,33	0,9922
	-317,00	0,9951	-315,43	1,0000	-315,43	0,9951
16	155,00	0,9976	154,63	0,9972	154,19	0,9948
	-100,00	0,9976	-99,76	1,0000	-99,76	0,9976
18	400,00	0,9846	393,83	0,9972	392,71	0,9818
	-333,00	0,9846	-327,86	1,0000	-327,86	0,9846
21	400,00	0,9827	393,09	0,9972	391,98	0,9799
22	300,00	0,9704	291,13	0,9972	290,30	0,9677
Subtotal	-	-	506,89	-	502,79	-
Total	-	-	17,25	-	0,00	-

Embora não detalhado nas Tabelas 4.16 e 4.17, é possível identificar, separadamente, as perdas causadas por geradores e cargas em cada submercado¹⁹. Por exemplo, no *ME*, as cargas do Sub 1 (importador) causam 11,33 MW e 13,65 MW de perdas nos Submercados 2 e 3, respectivamente. Por outro lado, os geradores do Sub 1 tendem a reduzir sua importação de potência e, conseqüentemente, as perdas de intercâmbio. Eles são responsáveis por -4,95 MW (ver fatores de perdas na Tabela 4.14 e injeções de potência na Tabela 4.18: $-0,0080 \times 172,00$ MW - $0,0081 \times 172,00$ MW - $0,0091 \times 240$ MW) de perdas no Sub 2 e -5,83 MW (i.e. - $0,0100 \times 172,00$ MW - $0,0100 \times 172,00$ MW - $0,0099 \times 240,00$ MW) no Sub 3. Contudo, de acordo com o Critério 6, geradores de submercados importadores como o Sub 1 não recebem qualquer compensação por reduzir perdas, embora também não tenham de as pagar.

4.6. COMENTÁRIOS FINAIS

Neste capítulo foi apresentada a generalização da metodologia proposta no Capítulo 3 para aplicação em sistemas interligados. O principal objetivo foi determinar o montante de perdas que cada agente *causa* em todos os submercados do sistema, o que se tornou possível através de uma técnica denominada “Decomposição de Fatores de Perdas”.

Introduziu-se o conceito de *perdas de intercâmbio* e duas possibilidades de alocação foram apresentadas: i) *fatores de perdas* (“mercado único”); e ii) *regras comerciais* (em que um critério comercial é utilizado para dividir as perdas de intercâmbio entre os submercados).

Na alocação *via* “regras comerciais”, verificou-se que quando o balanço líquido de algum submercado se aproxima de zero, o fator de ajuste entre o *Centro de Perdas* deste submercado e o *Centro Global* pode assumir um valor *inadequado*, distorcendo o sinal econômico para seus participantes. Neste caso, foram apresentadas duas possibilidades: i) utilizar a solução *via* “fatores de perdas”, que é o resultado inicialmente fornecido pela metodologia (somente para o submercado em que o fator de ajuste foi considerado inadequado); e ii) utilizar fatores de ajuste diferenciados para geradores e cargas (Critérios 5 a 8).

No caso de se adotar a primeira proposta, as perdas de intercâmbio seriam atribuídas aos agentes causadores através de seus fatores de perdas *compostos*. Nesta situação, o fator de

¹⁹ O Apêndice G apresenta os montantes de perdas que os geradores e as cargas de um submercado provocam em todos os demais, calculados a partir dos Modelos *Básico* e *Estendido*.

ajuste entre o *Centro de Perdas* do referido submercado e o *Centro de Perdas Global* deve ser igual a 1, visto que a alocação das perdas de intercâmbio já foi feita.

Caso seja adotada a solução através de critérios comerciais, deve-se estar ciente que os fatores de ajuste *fnais* serão diferenciados para geradores e cargas de uma mesma barra do sistema. A Tabela 4.23 resume as principais características dos métodos de alocação de perdas de intercâmbio.

TABELA 4.23 – MÉTODOS DE ALOCAÇÃO DE PERDAS DE INTERCÂMBIO

Método	Respeita a proporção 50:50% entre geração e carga ao nível sistêmico?	Os fatores de ajuste são iguais para geração e carga na mesma barra?	Podem ocorrer fatores de ajuste inadequados?
Fatores de Perdas	Sim	Sim	Não
Critérios Comerciais 1 a 4	Não	Sim	Sim
Critérios Comerciais 5 a 8	Só no Critério 5	Não	Não

Neste trabalho, preocupou-se apenas com a apresentação de propostas para realizar a alocação de perdas, sem se recomendar uma proposta específica. A operacionalização do método de alocação de perdas dependerá, naturalmente, das regras do mercado em questão. No Brasil, por exemplo, o MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica estuda a adoção do seguinte procedimento:

1. Calculam-se, através do Critério 1, os fatores de ajuste entre o *Centro de Perdas* de cada submercado e o *Centro Global*;
2. Verifica-se a existência de fatores de ajuste *inadequados*, resultantes do fato de alguns submercados apresentarem balanços líquidos muito baixos. Para isso, deve-se estabelecer uma tolerância, ou seja, uma faixa aceitável para os fatores de ajuste;
3. Mantêm-se os fatores de ajuste para todos os submercados em que a faixa aceitável não é violada;
4. Nos submercados em que os fatores de ajuste violarem os limites aceitáveis, as perdas de intercâmbio devem ser divididas entre os agentes, de acordo com os fatores de perdas *compostos*, determinados pela metodologia. Nestes submercados, os fatores de ajuste para o *Centro de Perdas Global* devem ser feitos iguais a 1, pois as perdas de intercâmbio já foram atribuídas.

CAPÍTULO 5

ASPECTOS COMPLEMENTARES

5.1. INTRODUÇÃO

NO PRESENTE capítulo, avaliam-se aspectos complementares do problema de alocação de perdas, tais como o tratamento de agentes isentos do rateio de perdas e as formas de representação da rede e de participantes conectados em áreas não-supervisionadas do sistema. Sistemas-teste são utilizados para ilustrar a aplicação das propostas apresentadas.

Uma aplicação numérica com o *IEEE-RTS* é utilizada para avaliar a volatilidade dos fatores de perdas em relação a variações na carga do sistema. Descrevem-se também alguns aspectos da aplicação do *Modelo Básico* ao Sistema Brasileiro, como a sensibilidade do método em relação à sazonalidade e aos patamares de carga, além das condições hidrológicas [CCPE02, TMV02].

Apresenta-se um exemplo de contabilização financeira e uma análise dos sinais econômicos providos pela metodologia, onde se verifica a capacidade do método identificar barras “bem posicionadas” na rede. Pode-se, portanto, indicar os locais mais adequados para a conexão de novos geradores e cargas ao sistema, no sentido de que estes sejam responsabilizados por um mínimo, ou mesmo remunerados por perdas, uma vez que nas abordagens por ITL existe a possibilidade de ocorrerem alocações negativas de perdas ou “*pay-back*” [CCPE02].

Uma variação da formulação ITL, denominada “ITL Positivo”, é proposta com o objetivo de eliminar as alocações negativas. As implicações deste fato são avaliadas e discutidas em uma aplicação numérica.

Uma vez que a formação de submercados de energia elétrica é ocasionada pela existência de restrições de transmissão entre áreas vizinhas de um sistema interligado, a determinação da capacidade de transferência disponível (*ATC, Available Transfer Capability*) [C00, CLM02, LCMA02a, LCMA02b, LCMA02c] torna-se muito importante. Desta forma, apresenta-se, ao final deste capítulo, uma breve descrição deste problema.

5.2. AGENTES CONECTADOS EM ÁREAS NÃO-SUPERVISIONADAS

5.2.1. Considerações Iniciais

Neste trabalho, a alocação de perdas vem sendo feita considerando-se as perdas ocorridas em todos os elementos do sistema de transmissão. Contudo, em alguns casos, somente as perdas de uma determinada rede devem ser alocadas.

No Sistema Brasileiro, por exemplo, os fatores de perdas devem ser utilizados apenas para a alocação das perdas da *Rede Básica*, i.e. dos circuitos de tensão igual ou superior a 230 kV. Entretanto, alguns agentes podem estar conectados em áreas não pertencentes à Rede Básica.

O problema inicial corresponde à determinação das responsabilidades dos participantes de uma área qualquer sobre as perdas de uma certa rede de interesse. Um problema adicional surge quando nem todo o sistema de transmissão está sendo supervisionado, i.e. não se tem informações completas sobre a configuração da rede e suas injeções de potência.

O tratamento apresentado a seguir é utilizado para dividir as perdas de uma rede de interesse entre os participantes de um mercado de energia elétrica, estando eles conectados diretamente a ela, ou não. Visando facilitar a compreensão do problema e soluções propostas, introduz-se um sistema-teste de 10 barras, desenvolvido a partir do Sistema-Exemplo.

5.2.2. Descrição do Problema e Tratamento Proposto

A Fig. 5.1 ilustra um sistema composto de três áreas, a saber:

- RP: Rede Principal,
- RD1: Rede de Distribuição – Área 1,
- RD2: Rede de Distribuição – Área 2.

Considere que os agentes do mercado sejam representados na Fig. 5.1 e demais figuras por injeções de potência na cor azul. As cargas da distribuidora são representadas por injeções de potência na cor preta. Note que os participantes do mercado também podem estar na RD1.

O problema tratado nesta seção se refere à alocação das perdas da Rede Principal entre os agentes do mercado e a distribuidora, considerando que a configuração da rede e as medições de potência podem estar disponíveis, ou não, em todas as áreas e barras do sistema. Assim,

pretende-se determinar a melhor maneira de representar a rede e os valores disponíveis de injeção de potência para a aplicação da metodologia de cálculo dos fatores de perdas.

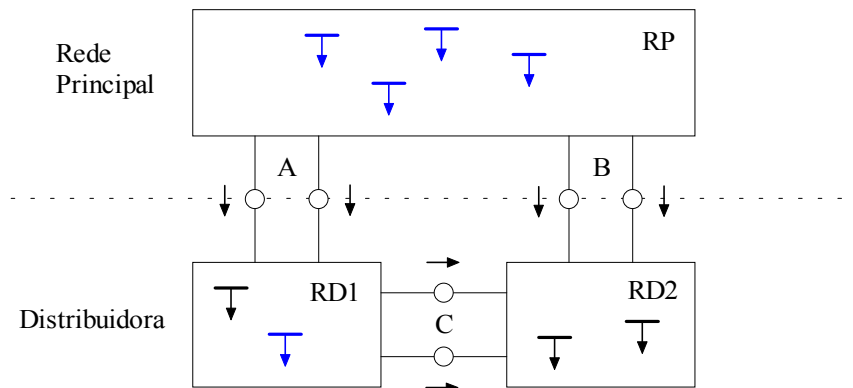


Fig. 5.1: Sistema com 3 Áreas

A seguir, consideram-se três casos que se diferenciam pelas condições do problema, i.e. pelo conhecimento ou não da rede e medições de potência. Para cada caso, propõe-se uma maneira de representar a rede na aplicação da metodologia de alocação de perdas e um procedimento para que um tratamento adequado seja dado aos resultados obtidos.

Caso 1

Este caso se caracteriza pelo conhecimento da configuração de toda a rede de transmissão e medições de potência²⁰, tal como descrito na Tabela 5.1.

TABELA 5.1 – DESCRIÇÃO DO CASO 1

Área	Rede	Medições de Potência
RP	Sim	Todas
RD1	Sim	Todas
RD2	Sim	Todas

Representação da Rede

Neste caso, considerado ideal, pode-se representar a rede completa, i.e. todos os circuitos e injeções de potência, exatamente como na Fig. 5.1.

²⁰ No caso de toda a rede ser supervisionada, existe a possibilidade de se utilizarem os valores medidos ou obtidos através de estimadores de estado.

Deve-se observar que as redes RP, RD1 e RD2 devem ser especificadas como submercados *fictícios*, para permitir a determinação dos montantes de perdas que cada injeção provoca na RP, através da utilização da técnica de “decomposição dos fatores de perdas”. Neste caso, não existe a necessidade de se utilizar medições de fronteira, embora estas estejam disponíveis.

Resultados Obtidos

Com a aplicação da metodologia, as perdas da RP, RD1 e RD2 são divididas entre todas as injeções de potência do sistema, como detalhado a seguir. As perdas atribuídas aos agentes do mercado são dadas pela soma das parcelas denotadas por \checkmark , enquanto a distribuidora deve assumir a soma das quotas assinaladas com \times .

A soma das parcelas $\times\times$ corresponde às perdas ocorridas na RD1 e na RD2, cuja alocação não está sendo analisada.

- As perdas da RP são divididas entre:

Injeções de agentes ²¹ na RP	\checkmark
Injeções de agentes na RD1	\checkmark
Injeções da distribuidora na RD1	\times
Injeções da distribuidora na RD2	\times

- As perdas da RD1 são divididas entre:

Injeções de agentes na RP	$\times\times$
Injeções de agentes na RD1	$\times\times$
Injeções da distribuidora na RD1	$\times\times$
Injeções da distribuidora na RD2	$\times\times$

- As perdas da RD2 são divididas entre:

Injeções de agentes na RP	$\times\times$
Injeções de agentes na RD1	$\times\times$
Injeções da distribuidora na RD1	$\times\times$
Injeções da distribuidora na RD2	$\times\times$

²¹ Nesta exemplificação, admite-se, sem perda de generalidade, que todas as injeções de potência na RP sejam correspondentes aos participantes do mercado.

Procedimento

Propõe-se, neste caso, que:

- As perdas da RP sejam atribuídas aos participantes do mercado, de acordo com os fatores de perdas;
- As perdas da RP causadas por injeções não pertencentes ao mercado sejam atribuídas à distribuidora.

Caso 2

Neste caso, são conhecidas as configurações das redes RP e RD1, além das injeções na RP, RD1 e medições de fronteira, como descrito na Tabela 5.2.

TABELA 5.2 – DESCRIÇÃO DO CASO 2

Área	Rede	Medições de Potência	Medições de Fronteira
RP	Sim	Todas	A e B
RD1	Sim	Todas	A e C
RD2	Não	Todas ou não	B e C

Representação da Rede

Propõe-se representar a rede como na Fig. 5.2. As medições B e C são usadas para representar a influência das injeções da RD2 sobre as perdas da RP e da RD1. Mesmo que as injeções da RD2 fossem conhecidas, estas não seriam representadas, pois não se conhece a configuração da RD2.

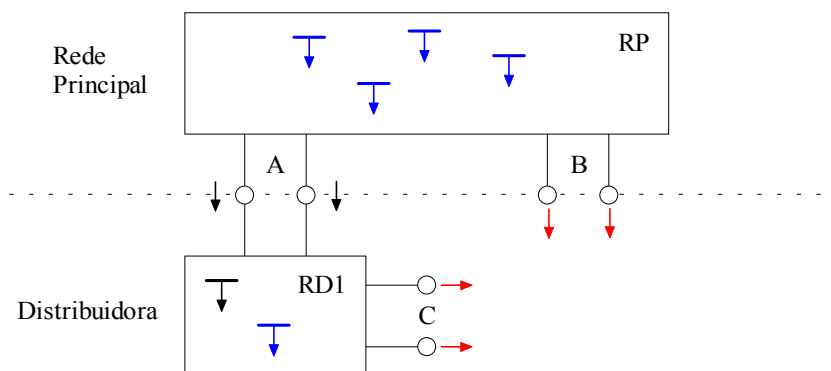


Fig. 5.2: Representação da Rede – Caso 2

Resultados Obtidos

A metodologia de decomposição permite que:

- As perdas da RP sejam divididas entre:

Injeções de agentes na RP	✓
Injeções de agentes na RD1	✓
Injeções da distribuidora na RD1	×
Medições de fronteira B	×
Medições de fronteira C	×

- As perdas da RD1 sejam divididas entre:

Injeções de agentes na RP	×
Injeções de agentes na RD1	×
Injeções da distribuidora na RD1	×
Medições de fronteira B	×
Medições de fronteira C	×

Embora o rateio das perdas da RD2 não esteja sendo considerado neste caso, estas poderiam ser estimadas a partir de medições nas fronteiras e barras da RD2, sendo atribuídas em uma etapa posterior.

Procedimento:

Propõe-se que em tais situações, seja utilizado o seguinte procedimento:

- Atribuir aos agentes do mercado (conectados na RP ou na RD1), os montantes de perdas da RP de acordo com o determinado no cálculo de fatores de perdas. O total de perdas da RP atribuídas aos participantes do mercado corresponde à soma das quotas identificadas por ✓;
- Atribuir à distribuidora, as perdas da RP causadas pelas injeções da distribuidora na RD1 e medições (B e C) nas fronteiras da RD2. Este montante corresponde à soma das perdas denotadas por ×.

Observe que as injeções de potência da RD2 são representadas pelas medições de fronteira, fazendo com que os resultados obtidos sejam aproximados.

Caso 3

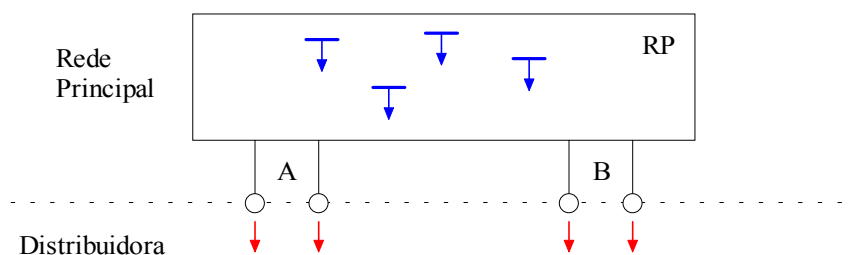
Neste caso, se conhecem a configuração e as medições de potência da RP, além das medições de fronteira. A Tabela 5.3 descreve este caso.

TABELA 5.3 – DESCRIÇÃO DO CASO 3

Área	Rede	Medições de Potência	Medições de Fronteira
RP	Sim	Todas	A e B
RD1	Não	Todas ou não	A e C
RD2	Não	Todas ou não	B e C

Representação da Rede

Propõe-se representar a rede como na Fig. 5.3, onde as medições de fronteira são utilizadas para representar a influência das injeções da RD1 e da RD2 sobre as perdas da RP.

**Fig. 5.3: Representação da Rede – Caso 3***Resultados Obtidos*

Depois de aplicada a metodologia, as perdas da RP estarão divididas entre:

Injeções da RP	✓
Medições de fronteira A	×
Medições de fronteira B	×

Procedimento

Propõe-se adotar o seguinte procedimento:

- Atribuir aos agentes na RP, os montantes de perdas determinados através da metodologia de cálculo dos fatores de perdas;

- Tomar as perdas atribuídas às medições de fronteira da RP (soma das quotas identificadas por \times) e dividi-las entre os agentes do mercado na RD1 e a distribuidora. Para isso, pode-se utilizar o seguinte algoritmo:

1. Calcular o fator de perda médio²² para os agentes conectados à RD1:

$$\bar{\phi} = \frac{\sum_{k \in \Omega} \phi_k F_k}{\sum_{k \in \Omega} F_k} \quad (5.1)$$

onde Ω é o conjunto das barras de fronteira entre a RP e a área da distribuidora e F_k é o fluxo medido na barra de fronteira k .

2. As perdas atribuídas a qualquer agente na RD1 serão dadas pelo produto entre o fator de perda calculado por (5.1) e a medição de potência do agente (considerando o sinal negativo para as cargas e positivo para os geradores).

A responsabilidade da distribuidora corresponde ao restante das perdas da RP, não atribuídas aos agentes na RP e na RD1.

Esta proposta também representa uma aproximação em relação ao Caso 1, visto que as redes RD1 e RD2 não foram representadas.

5.2.3. Exemplo

Descrição do Sistema

O Sistema-Exemplo II, ilustrado na Fig. 5.4, é derivado do Sistema-Exemplo, utilizado nos Capítulos 2, 3 e 4. Este sistema²³ possui 10 barras e 14 circuitos divididos em 3 áreas: RP, RD1 e RD2. Na RP, todas as injeções representam geradores ou cargas participantes do mercado, sendo representados na cor azul.

²² Neste caso, pode-se mostrar que as perdas são divididas entre os agentes do mercado na RD1 e a distribuidora, na proporção definida pelas injeções de potência. Caso a distribuidora não seja capaz de fornecer o valor de sua carga, não será possível determinar o valor das perdas ocorridas na RD1. Logo, esse montante seria considerado como parte da sua carga. Se o denominador de (5.1) for próximo de zero, pode-se dividir as perdas atribuídas às medições de fronteira entre os agentes através de *pro rata*, evitando-se, assim, um problema de indeterminação numérica.

²³ Os dados deste sistema, bem como sua solução de fluxo de potência e alocação de perdas, são apresentados no Apêndice I.

Na RD1, o gerador da Barra 8 e parte da carga da Barra 9 (ambos na cor azul) representam agentes do mercado. O restante da carga da Barra 9 e as cargas das Barras 6 e 10 pertencem a uma distribuidora (sendo representadas na cor preta).

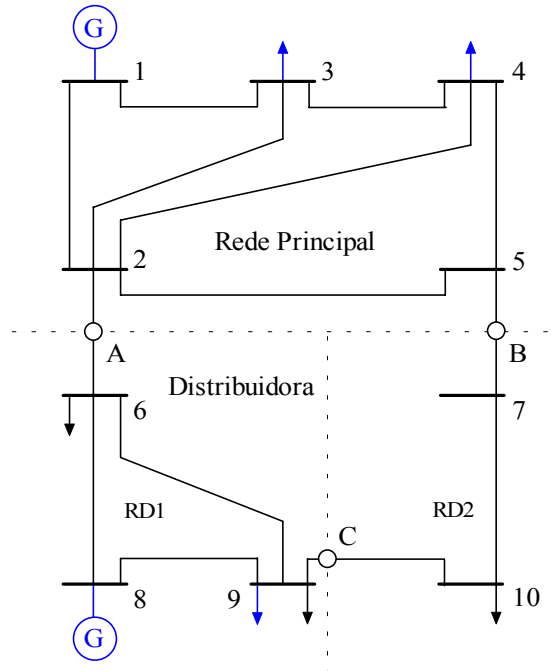


Fig. 5.4: Sistema-Exemplo II

A seguir, são fornecidos os resultados de alocação das perdas da RP em três casos distintos, como apresentado na seção anterior.

Resultados Obtidos

Uma avaliação de fluxo de potência AC permite determinar os valores de potência injetada, fluxos nas fronteiras e perdas de cada área. As Tabelas 5.4, 5.5 e 5.6 mostram os resultados.

TABELA 5.4 – INJEÇÕES DE POTÊNCIA

Barra	Área	Descrição	Injeção, MW
1	RP	Agente	118,67
3	RP	Agente	-45,00
4	RP	Agente	-40,00
8	RD1	Agente	40,00
9	RD1	Agente	-10,00
	RD1	Distribuidora	-20,00
6	RD1	Distribuidora	-25,00
10	RD2	Distribuidora	-15,00

TABELA 5.5 – MEDIÇÕES DE POTÊNCIA NAS FRONTEIRAS

Medidor	De	Para	Fluxo, MW
A	2	6	22,5217
B	5	7	8,1518
C	9	10	6,9119

TABELA 5.6 – PERDAS NAS ÁREAS

Área	Perdas, MW
RP	2,9947
RD1	0,6098
RD2	0,0637
Total	3,6683

Embora não apresentados na Tabela 5.5, os fluxos de potência reativa são importantes e foram utilizados para representar o sistema, de maneira adequada, no cálculo de fatores de perdas.

Caso 1

Neste caso, são conhecidas a configuração e as medições de potência em todas as barras do sistema. Por ser uma situação ideal, este caso servirá de referência para a comparação dos métodos *aproximados* (Casos 2 e 3). A rede deve ser representada tal como na Fig. 5.4. Após o cálculo de fatores de perdas, as perdas da RP estarão divididas como mostra a Tabela 5.7.

TABELA 5.7 – DIVISÃO DAS PERDAS DA RP – CASO 1

Barra	Descrição	Perdas, MW	Observação
1	Agente na RP	1,6204	✓
3	Agente na RP	0,6336	✓
4	Agente na RP	0,6007	✓
Subtotal		2,8547	
8	Agente na RD1	-0,1230	✓
9	Agente na RD1	0,0417	✓
Subtotal		-0,0813	
6	Distribuidora	0,0700	×
9	Distribuidora	0,0833	×
10	Distribuidora	0,0680	×
Subtotal		0,2213	
Total		2,9947	

De forma resumida,

- Perdas da RP atribuídas aos agentes na RP e RD1: 2,7734 MW
- Perdas da RP atribuídas à distribuidora: 0,2213 MW.

Deve-se ressaltar o *Modelo Básico* está sendo considerado neste e nos casos subseqüentes.

Caso 2

Neste caso, são conhecidas a configuração do sistema de transmissão e as injeções de potência na RP e na RD1. Estão disponíveis também, os fluxos de potência dos medidores A, B e C. A representação da rede é ilustrada na Fig. 5.5. Como a configuração da RD2 não é conhecida, a injeção da Barra 10 não poderia ser representada, mesmo se estivesse disponível.

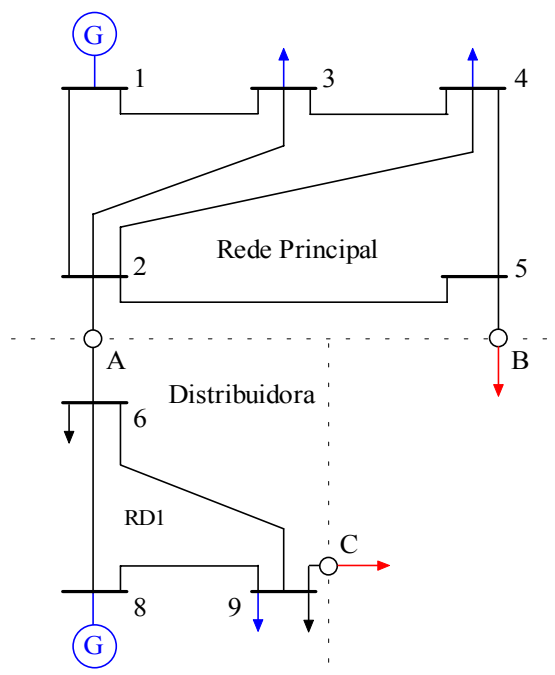


Fig. 5.5: Representação do Sistema para o Caso 2

Neste sistema, as perdas da RP são alocadas como mostra a Tabela 5.8. Observe que parte das perdas da RP é atribuída às medições de fronteira²⁴.

²⁴ Embora a medição de fronteira A (entre RP e RD1) esteja disponível, não existe a necessidade de se utilizá-la, visto que a RD1 está sendo inteiramente representada (i.e. rede e injeções).

TABELA 5.8 – DIVISÃO DAS PERDAS DA RP – CASO 2

Barra	Descrição	Perdas, MW	Observação
1	Agente na RP	1,6000	✓
3	Agente na RP	0,6487	✓
4	Agente na RP	0,6164	✓
Subtotal		2,8651	
8	Agente na RD1	-0,1026	✓
9	Agente na RD1	0,0257	✓
Subtotal		-0,0769	
6	Distribuidora	0,0642	×
9	Distribuidora	0,0513	×
Subtotal		0,1155	
5	Fronteira B	0,0734	×
9	Fronteira C	0,0177	×
Subtotal		0,0911	
Total		2,9947	

De forma resumida,

- Perdas da RP atribuídas aos agentes na RP e RD1: 2,7882 MW
- Perdas da RP atribuídas à distribuidora (parcial): 0,1155 MW
- Perdas da RP atribuídas às medições de fronteira: 0,0911 MW.

De acordo com a proposta feita inicialmente, a distribuidora deverá ser responsabilizada por $0,1155 + 0,0911 = 0,2066$ MW por perdas ocorridas na RP. Dessa forma,

- Perdas da RP atribuídas aos agentes: 2,7882 MW
- Perdas da RP atribuídas à distribuidora (total): 0,2066 MW.

Se a injeção de potência na Barra 10 estivesse disponível, as perdas da RD2 poderiam ser estimadas²⁵ (observe Fig. 5.4 e Fig. 5.5) por,

$$\begin{aligned} \text{Perdas}_{RD2} &= \text{Medidor B} + \text{Medidor C} - \text{Carga da Barra 10} = \\ &= 8,1518 + 6,9119 - 15,0000 = 0,0637 \text{ MW.} \end{aligned} \quad (5.2)$$

²⁵ Naturalmente, deve-se levar em conta os erros provenientes do sistema de medição.

Caso 3

Neste último caso, são conhecidas a configuração e as injeções da RP. Na RD1, conhecem-se apenas as injeções relativas aos participantes do mercado. A Fig. 5.6 ilustra a rede utilizada para a determinação dos fatores de perdas.

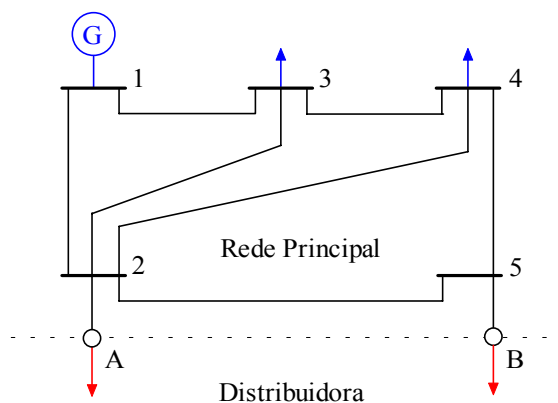


Fig. 5.6: Representação do Sistema para o Caso 3

A Tabela 5.9 apresenta os resultados de alocação de perdas para este sistema.

TABELA 5.9 – DIVISÃO DAS PERDAS DA RP – CASO 3

Barra	Descrição	Perdas, MW	Observação
1	Agente na RP	1,4974	✓
3	Agente na RP	0,6881	✓
4	Agente na RP	0,6514	✓
Subtotal		2,8369	
2	Fronteira A	0,0774	×
5	Fronteira B	0,0805	×
Subtotal		0,1579	
Total		2,9947	

De forma resumida,

- Perdas da RP atribuídas aos agentes na RP: 2,8369 MW
- Perdas da RP atribuídas às medições de fronteira: 0,1579 MW.

Propõe-se que as perdas inicialmente atribuídas às medições de fronteira (0,1579 MW) sejam divididas entre os agentes da RD1 (cuja medição é conhecida) e a distribuidora.

Para determinar o montante de perdas a ser atribuído aos agentes da RD1, deve-se calcular o fator de perda médio para as barras de fronteira. Dos resultados de alocação de perdas, tem-se (Apêndice I),

$$\phi_2 = -0,0034 \quad (5.3)$$

$$\phi_5 = -0,0099. \quad (5.4)$$

Da Tabela 5.5, as medições de fluxo na fronteira são,

$$\text{Medidor A} = 22,5217 \text{ MW} \quad (5.5)$$

$$\text{Medidor B} = 8,1518 \text{ MW}. \quad (5.6)$$

Observe na Fig. 5.6, que para a RP estes fluxos representam cargas. Assim,

$$F_2 = -22,5217 \text{ MW} \quad (5.7)$$

$$F_5 = -8,1518 \text{ MW}. \quad (5.8)$$

Logo, o fator de perda médio para os agentes na RD1 será calculado por,

$$\bar{\phi} = \frac{\phi_2 F_2 + \phi_5 F_5}{F_2 + F_5} = \frac{-0,0034 (-22,5217) - 0,0099 (-8,1518)}{-22,5217 - 8,1518} = -0,0051. \quad (5.9)$$

As perdas atribuídas ao gerador da Barra 8 e à carga da Barra 9 (participantes do mercado na RD1) são apresentadas na Tabela 5.10.

TABELA 5.10 – FATOR DE PERDA MÉDIO

Barra	Injeção, MW	Fator de Perda	Perdas, MW
8	40,0000	-0,0051	-0,2059
9	-10,0000	-0,0051	0,0515
Total	-	-	-0,1544

Este procedimento equivale a dividir as perdas atribuídas às medições de fronteira entre os agentes do mercado na RD1 e a distribuidora através da técnica *pro rata*. Observe que:

- Perdas atribuídas ao gerador da Barra 8:

$$\text{Perdas}_{B8} = \frac{40,0000}{-22,5217 - 8,1518} \times 0,1579 = -0,2059 \text{ MW} \quad (5.10)$$

- Perdas atribuídas à carga da Barra 9:

$$\text{Perdas}_{B9} = \frac{-10,0000}{-22,5217 - 8,1518} \times 0,1579 = 0,0515 \text{ MW} \quad (5.11)$$

Note que o denominador de (5.10) e (5.11) é a soma das medições de fronteira da RP, que corresponde à soma de todas as injeções da RD1 e da RD2, além das perdas ocorridas nestas redes (consideradas como cargas da RD2, já que suas medições não estavam disponíveis).

Do total de perdas da RP, 2,8369 MW (Tabela 5.9) foram atribuídos aos agentes na própria RP, -0,1544 MW (Tabela 5.10) foram atribuídos aos agentes do mercado na RD1. O restante, i.e. $2,9947 - 2,8369 - (-0,1544) = 0,3122$ MW deve ser atribuído à distribuidora.

Comparação de Resultados

A Tabela 5.11 apresenta os resultados de alocação das perdas da RP entre os participantes do mercado na RP e na RD1, além da distribuidora, nos 3 casos analisados anteriormente.

TABELA 5.11 – ALOCAÇÃO DAS PERDAS DA RP EM MW

Caso	Agentes na RP	Agentes na RD1	Distribuidora	Total
1	2,8547	-0,0813	0,2213	2,9947
2	2,8651	-0,0769	0,2066	2,9947
3	2,8369	-0,1544	0,3122	2,9947

Comparando-se os Casos 2 e 3 ao Caso 1, pode-se determinar seus erros relativos. Deve-se ressaltar que os referidos erros são provenientes da não-representação de partes desconhecidas da rede elétrica. A Tabela 5.12 mostra estes erros.

TABELA 5.12 – ERROS RELATIVOS – MODELOS APROXIMADOS

Caso	Agentes na RP	Agentes na RD1	Distribuidora
2	0,36 %	-5,41 %	-6,64 %
3	-0,62 %	89,91 %	41,07 %

Observe que o Caso 2 apresenta erros relativos sempre menores que os do Caso 3, indicando que a aproximação será tão melhor, quanto mais partes da rede forem representadas.

Observe ainda que os erros são maiores quando se refere às perdas atribuídas aos agentes localizados fora da RP, visto que as configurações da RD1 e da RD2 nem sempre são conhecidas, ao contrário da RP.

A aplicação permitiu verificar que quanto maior for o nível de detalhamento utilizado na representação da rede, mais precisos serão os resultados obtidos. Assim, recomenda-se que a rede seja representada com todos os circuitos e medições disponíveis (incluindo medições de fronteira). A idéia é utilizar a rede até sua fronteira com as áreas não-observáveis.

Este procedimento permite representar a maior quantidade possível de parâmetros conhecidos, o que garante melhor precisão nos resultados.

5.3. AGENTES ISENTOS DO RATEIO DE PERDAS

5.3.1. Considerações Iniciais

Até o presente momento, a divisão das perdas do sistema de transmissão entre os participantes do mercado de energia elétrica vem sendo feita de maneira *locacional*, i.e. considerando-se o montante de potência e a *distância elétrica* de cada agente. Embora a metodologia determine fatores de perdas para todos os participantes, alguns deles podem estar isentos de participar do rateio de perdas, como pequenas centrais de geração, por exemplo. Dessa forma, torna-se necessário que as perdas sejam divididas apenas entre agentes os não-isentos. A seguir, apresentam-se duas propostas para a solução deste problema.

5.3.2. Propostas de Solução

Proposta 1: Fatores de Isenção

De acordo com a técnica de “decomposição de fatores de perdas” apresentada no Capítulo 4, as perdas ocorridas em um submercado i são divididas entre as injeções de potência de todas as barras do sistema, i.e.

$$\varphi_{\text{Sub}_i}^{\text{final}} P = \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{AC}} \quad (5.12)$$

onde:

- $\varphi_{Sub_i}^{final}$: vetor de fatores de perdas relativo às perdas do submercado i ;
 P : vetor com as injeções de potência de todas as barras em pu;
 $Perdas_{Sub_i}^{AC}$: perdas ocorridas no submercado i em pu.

O vetor P pode ser escrito como a soma de dois vetores, a saber:

$$P = P_N + P_I \quad (5.13)$$

onde:

- P_N : vetor de injeções relativas aos agentes não-isentos em pu;
 P_I : vetor de injeções relativas aos agentes isentos em pu.

Dessa forma, em (5.12) tem-se,

$$\varphi_{Sub_i}^{Final} (P_N + P_I) = Perdas_{Sub_i}^{AC} .$$

Ou ainda,

$$\varphi_{Sub_i}^{Final} P_N + \varphi_{Sub_i}^{Final} P_I = Perdas_{Sub_i}^{AC} . \quad (5.14)$$

Note que as perdas ocorridas no submercado i podem ser divididas em: i) perdas atribuídas aos agentes não-isentos, e ii) perdas atribuídas aos agentes isentos.

Como estes últimos não devem ser responsabilizados por perdas, deve-se redistribuí-las entre os agentes não-isentos. Para isso, pode-se utilizar a seguinte igualdade:

$$\varepsilon_i \varphi_{Sub_i}^{Final} P_N = Perdas_{Sub_i}^{AC} . \quad (5.15)$$

O *fator de isenção* ε_i tem a função de ajustar os fatores de perdas dos agentes não-isentos, fazendo com que estes assumam, além das próprias perdas, as perdas atribuídas inicialmente aos agentes isentos. Logo, ε_i deve ser calculado por,

$$\varepsilon_i = \frac{Perdas_{Sub_i}^{AC}}{\varphi_{Sub_i}^{final} P_N} . \quad (5.16)$$

Observe que:

- A divisão das perdas de cada submercado i será feita com base no vetor de fatores de perdas finais multiplicado pelo fator de isenção ϵ_i ;
- As perdas do sistema continuam sendo divididas entre os agentes não-isentos de maneira proporcional aos fatores de perdas;
- O vetor de injeções utilizado para a atribuição de perdas deixa de ser P e passa a ser P_N ;
- Os agentes isentos devem ser representados diretamente no *Centro de Perdas*;
- Caso não haja agentes isentos, os fatores de isenção valerão 1 em todos os submercados.

Proposta 2: Pro Rata

Pela proposta anterior, as perdas inicialmente atribuídas aos agentes isentos são divididas entre os agentes não-isentos, na proporção das perdas que cada um destes assume pela técnica de “decomposição de fatores de perdas” (Apêndice H). Outra possibilidade seria dividi-las entre os agentes não-isentos, utilizando a proporção de seus montantes gerados e consumidos.

5.3.3. Exemplo

No Sistema-Exemplo II, ilustrado na Fig. 5.7, os agentes das Barras 8 e 10 são considerados isentos de perdas. O ponto de operação é idêntico ao do exemplo anterior (ver Apêndice I).

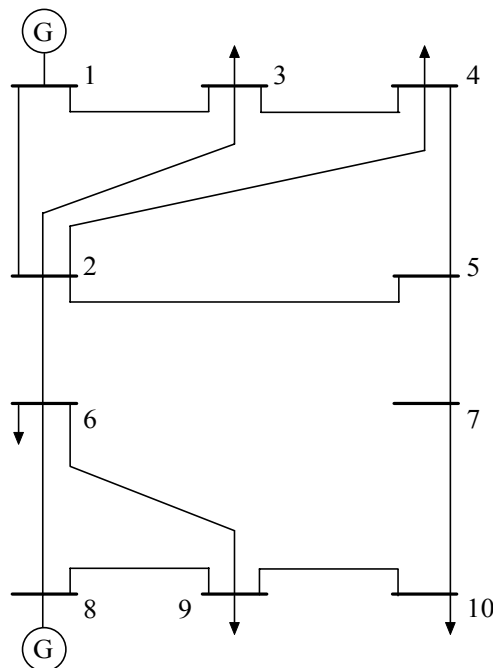


Fig. 5.7: Sistema-Exemplo II

Admite-se, por simplicidade, que não existem submercados de energia.

Proposta 1: Fator de Isenção

Com base no fluxo de potência AC (Apêndice I) e sabendo que os agentes das Barras 8 e 10 são isentos, pode-se determinar os vetores P, P_N, P_I e os fatores de perdas.

	P	P _N	P _I	ϕ ^{final}
1	118,6683	118,6683	0,0000	0,0151
2	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0009
3	-45,0000	-45,0000	0,0000	-0,0128
4	-40,0000	-40,0000	0,0000	-0,0137
5	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0073
6	-25,0000	-25,0000	0,0000	-0,0031
7	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0081
8	40,0000	0,0000	40,0000	0,0010
9	-30,0000	-30,0000	0,0000	-0,0138
10	-15,0000	0,0000	-15,0000	-0,0145

Calculando-se o fator de isenção através da Eq. (5.16),

$$\varepsilon = \frac{\text{Perdas}_{\text{Tot}}^{\text{AC}}}{\phi^{\text{final}} P_N} = \frac{3,6683}{3,4116} = 1,0752 . \quad (5.17)$$

Assim, os fatores de perdas dos agentes não-isentos devem ser multiplicados por 1,0752. A Tabela 5.13 apresenta os fatores de perdas resultantes e as perdas alocadas entre os agentes.

TABELA 5.13 – AGENTES ISENTOS – PROPOSTA 1

Barra	Injeção MW	Fator de Perda Corrigido	Perdas Atribuídas, MW	
			Geração	Carga
1	118,6683	0,0163	1,9300	0,0000
2	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
3	-45,0000	-0,0137	0,0000	0,6172
4	-40,0000	-0,0148	0,0000	0,5913
5	0,0000	-0,0079	0,0000	0,0000
6	-25,0000	-0,0033	0,0000	0,0837
7	0,0000	-0,0088	0,0000	0,0000
8	40,0000	0,0000	0,0000	0,0000
9	-30,0000	-0,0149	0,0000	0,4460
10	-15,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Total	3,6683	-	1,9300	1,7382

Observe que as perdas totais são divididas entre todos os agentes, exceto o gerador da Barra 8 e a carga da Barra 10 (isentos). Observe ainda que a proporção 50:50% não é obedecida após a aplicação do fator de isenção. Isto aconteceu em decorrência do fato de que as perdas inicialmente atribuídas ao gerador da Barra 8 e à carga da Barra 10 foram divididas entre todos os agentes não-isentos, não importando se os mesmos eram geradores ou cargas.

Proposta 2: Pro Rata

De acordo com essa proposta, as perdas atribuídas aos geradores isentos são divididas entre os demais geradores. Toma-se ainda o montante de perdas atribuídas às cargas isentas e divide-se este montante entre as cargas não isentas. Em ambos os casos, a divisão é feita com base na geração e na carga de cada agente. A Tabela 5.14 ilustra os resultados obtidos.

TABELA 5.14 – AGENTES ISENTOS – PROPOSTA 2

Barra	Perdas Atribuídas Inicialmente, MW		Perdas Finais Atribuídas, MW	
	Geração	Carga	Geração	Carga
1	1,7950	0,0000	1,8342	0,0000
2	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3	0,0000	0,5740	0,0000	0,6439
4	0,0000	0,5500	0,0000	0,6121
5	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
6	0,0000	0,0779	0,0000	0,1167
7	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
8	0,0392	0,0000	0,0000	0,0000
9	0,0000	0,4148	0,0000	0,4614
10	0,0000	0,2175	0,0000	0,0000
Total	1,8342	1,8342	1,8342	1,8342

Na Tabela 5.14, os valores em negrito correspondem às perdas inicialmente atribuídas aos agentes isentos. Os 0,0392 MW de perdas atribuídas ao gerador da Barra 8 são divididos entre os demais geradores (neste caso, somente o gerador da Barra 1). Já os 0,2175 MW de perdas causadas pela carga da Barra 10 são divididos entre as cargas das Barras 3, 4, 6 e 9.

Nesta proposta, a proporção 50:50% para o rateio de perdas entre geradores e cargas é obedecida, uma vez que as perdas inicialmente atribuídas aos geradores isentos são rateadas entre os geradores não-isentos. Da mesma forma, as perdas inicialmente atribuídas às cargas isentas são rateadas entre as cargas não-isentas.

5.4. ALOCAÇÃO DE PERDAS: SINALIZAÇÃO ECONÔMICA

5.4.1. Considerações Iniciais

Uma das características da alocação de perdas através de análise incremental (ITL) refere-se à possibilidade de ocorrerem atribuições negativas [CAAG02] ou “*pay-back*” [CCPE02].

Quando uma quota negativa de perdas é atribuída ao agente (gerador ou carga) de uma barra, este recebe um “incentivo”, no sentido de que estará sendo remunerado por um volume de energia maior que o efetivamente produzido (no caso de um gerador), ou pagando por um volume menor que o consumido (no caso de uma carga).

As barras que apresentarem alocações negativas estão, de certa forma, “bem localizadas” no sistema. A sinalização econômica reflete, em parte, o comportamento das perdas do sistema, i.e. deve-se lembrar que os fatores de perdas não consideram apenas a sensibilidade das perdas em relação às injeções, mas também um critério para a divisão das mesmas entre as classes de geração e consumo (neste caso, 50% para cada categoria). Assim, pode-se concluir que o fato de uma determinada barra possuir alocação negativa, não significa necessariamente que o aumento na injeção desta barra irá provocar a diminuição das perdas do sistema.

Em geral, geradores instalados em centros de consumo estarão “bem localizados” no sistema, assim como cargas conectadas em áreas predominantemente geradoras.

5.4.2. Exemplo

Para verificar o efeito citado anteriormente, reconsidere o exemplo apresentado no Capítulo 3, onde o *IEEE-RTS* foi utilizado. Da Tabela 3.7, tem-se, por exemplo, que o fator de perda da Barra 7 é negativo, implicando uma atribuição de $-4,2520$ MW de perdas ao gerador desta barra. Este sinal econômico indica que a Barra 7 é um local adequado para receber novos geradores. Note que a Barra 7 está situada em uma área predominantemente consumidora.

No que diz respeito à instalação de novos geradores, pode-se dizer que a Barra 7 está “bem localizada” no sistema. Algumas questões relacionadas a este sinal podem ser levantadas:

- a. A instalação de um novo gerador na Barra 7 modificará o seu fator de perda?
- b. Os fatores de perdas de outras barras do sistema serão afetados após esta inclusão?
- c. Em algum momento a Barra 7 deixará de ser “bem localizada” e passará a “pagar perdas”?

d. Enquanto a atribuição de perdas à Barra 7 for negativa, uma redução nas perdas totais do sistema poderá ser esperada?

Para responder a estas perguntas foram analisados 8 novos casos. Em cada caso, a geração da Barra 7 foi aumentada em 10 MW e um novo cálculo dos fatores de perdas foi efetuado. A Tabela 5.15 apresenta os resultados obtidos.

TABELA 5.15 – SINAIS ECONÔMICOS

Caso	Geração da Barra 7, MW	Fator de Perda Inicial da Barra 7	Perdas Totais, MW	Fatores de Perdas Finais			
				Barra 7	Barra 8	Barra 13	Barra 21
0	240,00	-0,0034	51,6984	-0,0177	-0,0362	-0,0160	0,0236
1	250,00	0,0046	51,6674	-0,0142	-0,0342	-0,0165	0,0233
2	260,00	0,0125	51,7243	-0,0107	-0,0323	-0,0171	0,0230
3	270,00	0,0204	51,8681	-0,0072	-0,0304	-0,0176	0,0226
4	280,00	0,0282	52,0976	-0,0038	-0,0286	-0,0182	0,0223
5	290,00	0,0361	52,4117	-0,0004	-0,0268	-0,0187	0,0219
6	300,00	0,0438	52,8096	0,0030	-0,0250	-0,0193	0,0216
7	310,00	0,0516	53,2905	0,0063	-0,0232	-0,0199	0,0212
8	320,00	0,0593	53,8535	0,0097	-0,0214	-0,0205	0,0208

A Fig. 5.8 ilustra o comportamento dos fatores de perdas *iniciais* e *finais* da Barra 7.

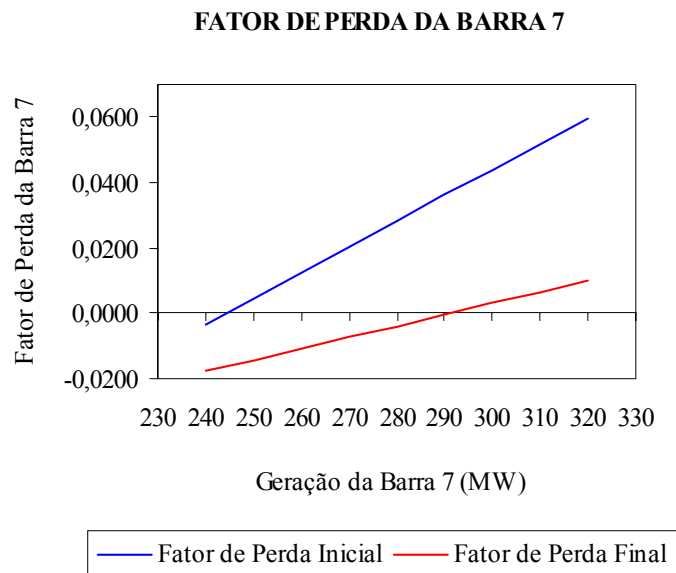


Fig. 5.8: Fator de Perda da Barra 7

Pode-se observar que a partir do Caso 1, quando a geração da Barra 7 passa a 250 MW, o fator de perda *inicial* desta barra, i.e. a sensibilidade das perdas em relação à sua injeção de potência, fica positivo. Isso indica que qualquer acréscimo na injeção da Barra 7 provocará uma elevação nas perdas totais, o que pode ser comprovado na Tabela 5.15 e na Fig. 5.9, que ilustra o comportamento das perdas.

A mesma conclusão não poderia ter sido obtida a partir do fator de perda *final*, pois o mesmo possui uma componente incremental (sensibilidade) e uma componente devida ao critério de rateio 50:50% entre geradores e cargas. Assim, mesmo que o fator de perda *final* da Barra 7 seja negativo, um aumento de injeção nesta barra pode provocar um acréscimo nas perdas totais.

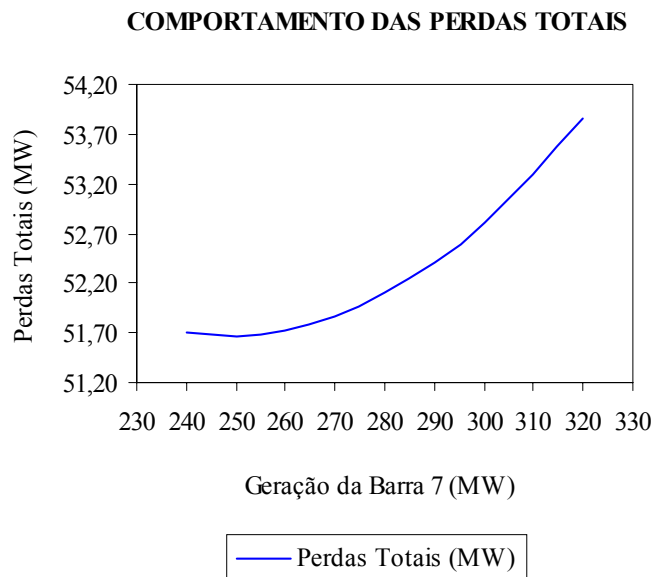


Fig. 5.9: Perdas do Sistema

No entanto, a Fig. 5.8 mostra que o fator de perda *final* da Barra 7 aumenta com a elevação de sua geração, indicando que após cada acréscimo, torna-se “menos vantajoso” incluir novos geradores nesta barra. A partir do Caso 6, o fator de perda *final* da Barra 7 torna-se positivo, quando sua geração passa a “pagar por perdas”. Neste ponto, a Barra 7 deixa de estar “bem localizada” para a geração.

A Tabela 5.15 apresenta ainda, os fatores de perdas finais das Barras 8, 13 e 21. Observe que todos eles se modificaram com a alteração na geração da Barra 7. A Fig. 5.10 ilustra os fatores de perdas obtidos.

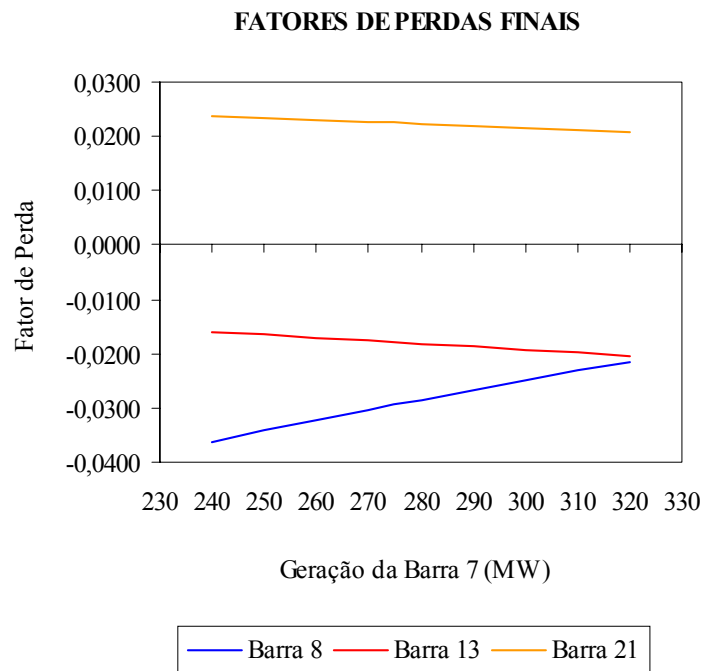


Fig. 5.10: Fatores de Perdas de Outras Barras

O fator de perda da Barra 8 foi o que apresentou maior sensibilidade em relação à geração da Barra 7. As Barras 13 e 21, eletricamente “mais distantes” da Barra 7, sofreram influências menores.

5.4.3. Eliminação das Alocações Negativas – O Método ITL Positivo

Como mencionado anteriormente, a existência de alocações negativas de perdas faz com que determinados agentes recebam “incentivos”, i.e. alguns geradores serão remunerados por um volume de energia maior que o produzido, e certas cargas pagarão por um volume menor que o consumido.

Uma consequência imediata da alocação negativa é que os demais agentes deverão pagar o custo total das perdas *somado* a estes incentivos. Dessa forma, a “movimentação financeira” causada pela alocação será, em geral, superior ao custo total das perdas.

Conforme já verificado, a metodologia atribuirá perdas negativas a geradores instalados em centros de consumo e a cargas instaladas em áreas predominantemente geradoras.

Do ponto de vista econômico, os sinais provenientes desta metodologia são adequados, uma vez que “penalizam” ou “incentivam” geradores e cargas de forma consistente com a escassez ou o excesso de geração ou carga das regiões consideradas. Contudo, a questão de “receber por perdas” é bastante *complexa*, devendo ser bem avaliada e consolidada pelos participantes.

Apresentam-se, a seguir, duas propostas para eliminar as atribuições negativas. As propostas preservam, em parte, a sinalização econômica proveniente da metodologia atual. Trata-se de um passo adicional a ser executado depois do cálculo dos fatores de perdas. Pode-se utilizar tanto o *Modelo Básico*, quanto o *Modelo Estendido*.

Recomenda-se que as perdas negativas atribuídas aos geradores sejam re-allocadas entre os participantes de geração. Analogamente, as perdas negativas atribuídas às cargas devem ser re-divididas entre os agentes consumidores.

Assim, o critério de rateio 50:50% continuará sendo preservado mesmo depois da eliminação das alocações negativas. Nesta situação, as cargas e os geradores e a que eram atribuídas perdas negativas tornam-se isentos, não assumindo quaisquer montantes de perdas.

Para a divisão dos montantes de perdas negativas, pode-se utilizar qualquer proporção. Neste trabalho, apresentam-se duas propostas, descritas a seguir.

Proposta 1: Proporção das Injeções

De acordo com essa proposta, o montante total de perdas negativas atribuídas à geração é dividido entre os demais geradores na proporção de seus volumes gerados. Um procedimento análogo é aplicado para dividir as perdas negativas entre as cargas.

Proposta 2: Proporção das Perdas

Na Proposta 2, as perdas negativas seriam divididas entre os geradores e cargas na proporção das perdas assumidas quando da aplicação da metodologia original. Observe que a Proposta 2 tem um sinal “mais locacional” que a Proposta 1, visto que esta utiliza diretamente as perdas ao invés dos volumes gerados ou consumidos.

Nas aplicações com sistemas interligados, as alocações negativas podem ser evitadas se as propostas anteriores forem aplicadas na divisão das perdas de cada submercado entre os geradores e cargas de todo o sistema.

Procedimento

O seguinte procedimento permite eliminar as alocações negativas relativas às perdas de um submercado i qualquer, para todos os geradores e cargas do sistema, devendo ser aplicado imediatamente depois da determinação da responsabilidade de cada gerador ou carga sobre as perdas do submercado i .

Este procedimento aplica-se também ao “mercado único”, bastando substituir as perdas do submercado i pelas perdas totais do sistema. Os passos são os seguintes:

Passo 1: Identificar o montante total de perdas do submercado i , atribuídas negativamente,

- a todos os geradores do sistema:

$$\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{Neg,PG}} = \sum_{\text{PG}_k \in \Omega_i} \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{PG}_k} \quad (5.18)$$

- a todas as cargas do sistema:

$$\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{Neg,PC}} = \sum_{\text{PC}_k \in \Omega_i} \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{PC}_k} \quad (5.19)$$

onde:

Ω_i : conjunto das injeções que causam perdas negativas no submercado i ;

$\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{PG}_k}$: perdas ocorridas no sub i causadas pelo gerador da barra k ;

$\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{PC}_k}$: perdas ocorridas no sub i causadas pela carga da barra k .

Passo 2: Dividir os montantes anteriores entre os geradores e cargas que assumiram perdas positivas. Neste caso, pode-se utilizar a *Proposta 1* ou a *Proposta 2*. Assim:

- Pela Proposta 1:

$$\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{Final,PG}_k} = \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{PG}_k} + \frac{\text{PG}_k}{\sum_{\text{PG}_m \notin \Omega_i} \text{PG}_m} \times \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{Neg,PG}} \quad (5.20)$$

$$\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{Final,PC}_k} = \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{PC}_k} + \frac{\text{PC}_k}{\sum_{\text{PC}_m \notin \Omega_i} \text{PC}_m} \times \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{Neg,PC}} \quad (5.21)$$

- Pela Proposta 2:

$$\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{Final, PG}_k} = \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{PG}_k} + \frac{\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{PG}_k}}{\sum_{\text{PG}_m \notin \Omega_i} \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{PG}_m}} \times \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{Neg, PG}} \quad (5.22)$$

$$\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{Final, PC}_k} = \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{PC}_k} + \frac{\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{PC}_k}}{\sum_{\text{PC}_m \notin \Omega_i} \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{PC}_m}} \times \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{Neg, PC}} \quad (5.23)$$

Uma vez eliminadas as atribuições negativas, pode-se efetuar normalmente o cálculo e a alocação das perdas de intercâmbio.

De acordo com o procedimento anterior, obtém-se diretamente os volumes de perdas a serem atribuídos a cada gerador ou carga, de maneira a impedir que aconteçam atribuições negativas. Contudo, é interessante conhecer os fatores de perdas resultantes deste processo.

Os fatores de perdas resultantes para a geração e a carga podem ser obtidos, dividindo-se as perdas alocadas pelas injeções de potência de cada barra. Dessa forma, tem-se:

- Fator de perda do gerador da barra k em relação ao sub i :

$$\frac{\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{Final, PG}_k}}{\text{PG}_k} \quad (5.24)$$

- Fator de perda resultante da carga da barra k em relação ao sub i :

$$\frac{\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{Final, PC}_k}}{-\text{PC}_k} \quad (5.25)$$

É importante observar que, depois de feita a eliminação das alocações negativas, os fatores de perdas para a geração e a carga da mesma barra ficarão diferentes, uma vez que parte das perdas é alocada através de rateio proporcional (*pro rata*).

No caso de se considerar o sistema como “mercado único” as expressões acima continuam válidas, bastando substituir as perdas assumidas no sub i pelas perdas assumidas no sistema como um todo.

Exemplo

O cálculo de fatores de perdas (*MB*) para o *IEEE-RTS* resulta nas responsabilidades de perdas da Tabela 5.16.

TABELA 5.16 – ALOCAÇÃO DE PERDAS – ORIGINAL

Barra	Geração MW	Carga MW	Fator de Perda	Perdas G MW	Perdas C MW
1	172,00	108,00	-0,0157	-2,6972	1,6936
2	172,00	97,00	-0,0160	-2,7570	1,5548
3		180,00	-0,0113		2,0425
4		74,00	-0,0301		2,2274
5		71,00	-0,0286		2,0331
6		136,00	-0,0387		5,2698
7	240,00	125,00	-0,0177	-4,2520	2,2146
8		171,00	-0,0362		6,1869
9		175,00	-0,0212		3,7136
10		195,00	-0,0256		4,9892
13	187,70	265,00	-0,0160	-3,0035	4,2405
14		194,00	-0,0115		2,2238
15	215,00	317,00	0,0097	2,0808	-3,0680
16	155,00	100,00	0,0074	1,1426	-0,7372
18	400,00	333,00	0,0216	8,6531	-7,2037
19		181,00	0,0041		-0,7496
20		128,00	0,0061		-0,7821
21	400,00		0,0236	9,4526	
22	300,00		0,0376	11,2737	
23	660,00		0,0090	5,9561	
Total +	-	-	-	38,5589	38,3898
Total -	-	-	-	-12,7097	-12,5406
Total Geral	2901,70	2850,00	-	25,8492	25,8492

Observa-se, na maioria dos casos, a existência de atribuições negativas para os geradores do subsistema de 138 kV (Barras 1 a 10), com predominância de cargas e para as cargas da área de 230 kV (Barras 13 a 23), onde existe mais geração que carga. No caso específico deste exemplo, os montantes de perdas são os seguintes:

- Perdas totais ocorridas: 51,6984 MW
- Perdas atribuídas positivamente aos geradores: 38,5589 MW
- Perdas atribuídas positivamente às cargas: 38,3898 MW
- Total de perdas atribuídas positivamente: 76,9487 MW

- Perdas atribuídas negativamente aos geradores: -12,7097 MW
- Perdas atribuídas negativamente às cargas: -12,5406 MW
- Total de perdas atribuídas negativamente: -25,2503 MW

Observe que o montante total de perdas a serem “pagas” vale 76,9487 MW, superando o total de perdas ocorridas (51,6984 MW) em quase 50%. Esse pagamento adicional serviria como “incentivo” para os participantes responsáveis pelos 25,2503 MW de perdas “recebidas”, i.e. atribuídas negativamente.

A Tabela 5.17 apresenta o rateio de perdas e os fatores de perdas resultantes do processo de eliminação das alocações negativas. Neste caso, utilizou-se a *Proposta 1*.

TABELA 5.17 – ALOCAÇÃO POSITIVA DE PERDAS – PROPOSTA 1

Barra	Geração MW	Carga MW	Perdas G MW	Perdas C MW	Fator de Perda G	Fator de Perda C
1	172,00	108,00	0,0000	0,9374	0,0000	-0,0087
2	172,00	97,00	0,0000	0,8756	0,0000	-0,0090
3		180,00		0,7821		-0,0043
4		74,00		1,7093		-0,0231
5		71,00		1,5360		-0,0216
6		136,00		4,3175		-0,0317
7	240,00	125,00	0,0000	1,3393	0,0000	-0,0107
8		171,00		4,9896		-0,0292
9		175,00		2,4882		-0,0142
10		195,00		3,6238		-0,0186
13	187,70	265,00	0,0000	2,3850	0,0000	-0,0090
14		194,00		0,8654		-0,0045
15	215,00	317,00	0,7979	0,0000	0,0037	0,0000
16	155,00	100,00	0,2177	0,0000	0,0014	0,0000
18	400,00	333,00	6,2663	0,0000	0,0157	0,0000
19		181,00		0,0000		0,0000
20		128,00		0,0000		0,0000
21	400,00		7,0658		0,0177	
22	300,00		9,4836		0,0316	
23	660,00		2,0179		0,0031	
Total +	-	-	25,8492	25,8492	-	-
Total -	-	-	0,0000	0,0000	-	-
Total Geral	2901,70	2850,00	25,8492	25,8492	-	-

Note que agora não existem mais atribuições negativas. Os agentes que recebiam alocações negativas passam a não ter responsabilidade sobre perdas. Dessa forma, estes não “pagam” e nem “recebem” por perdas. A Tabela 5.18 mostra os resultados obtidos através da aplicação da *Proposta 2*.

TABELA 5.18 – ALOCAÇÃO POSITIVA DE PERDAS – PROPOSTA 2

Barra	Geração (MW)	Carga (MW)	Perdas G (MW)	Perdas C (MW)	Fator de Perda G	Fator de Perda C
1	172,00	108,00	0,0000	1,1404	0,0000	-0,0106
2	172,00	97,00	0,0000	1,0469	0,0000	-0,0108
3		180,00		1,3753		-0,0076
4		74,00		1,4998		-0,0203
5		71,00		1,3690		-0,0193
6		136,00		3,5483		-0,0261
7	240,00	125,00	0,0000	1,4912	0,0000	-0,0119
8		171,00		4,1659		-0,0244
9		175,00		2,5005		-0,0143
10		195,00		3,3594		-0,0172
13	187,70	265,00	0,0000	2,8553	0,0000	-0,0108
14		194,00		1,4974		-0,0077
15	215,00	317,00	1,3949	0,0000	0,0065	0,0000
16	155,00	100,00	0,7660	0,0000	0,0049	0,0000
18	400,00	333,00	5,8009	0,0000	0,0145	0,0000
19		181,00		0,0000		0,0000
20		128,00		0,0000		0,0000
21	400,00		6,3369		0,0158	
22	300,00		7,5577		0,0252	
23	660,00		3,9929		0,0060	
Total +	-	-	25,8492	25,8492	-	-
Total -	-	-	0,0000	0,0000	-	-
Total Geral	2901,70	2850,00	25,8492	25,8492	-	-

Da Tabela 5.16 observou-se que a existência de alocações negativas provoca uma “circulação financeira” maior que o custo total das perdas. Depois de eliminadas as atribuições negativas, todas as perdas passam a ser alocadas positivamente, fazendo com que os pagamentos por perdas sejam exatamente iguais ao custo das perdas.

Observe ainda que em todos os casos, o critério de rateio 50:50% entre as classes de geração e consumo é atendido e que os fatores de perdas para carga e geração em uma mesma barra passam a ser diferentes.

Algumas implicações da utilização deste procedimento são:

- Redução da “circulação financeira” relativa ao pagamento de perdas;
- Atenuação do sinal *locacional*, visto que os agentes que “pagavam” por perdas passarão a pagar uma quantidade menor, já que os incentivos foram excluídos;
- Manutenção parcial da sinalização econômica. Observe que os agentes que “recebiam por perdas” passam agora a “não pagar por perdas”, o que não deixa de ser um sinal correto;
- Diferenciação entre os fatores de perdas para carga e geração em uma mesma barra. Se uma barra possui um gerador e uma carga, o fator de perda é originalmente idêntico para ambos. Isso faz com que a um dos dois participantes sejam atribuídas perdas negativas. Assim, após a eliminação das atribuições negativas, os fatores de perdas que resultavam em alocações negativas tornam-se nulos, enquanto os demais são mantidos.

5.5. VOLATILIDADE DOS FATORES DE PERDAS

5.5.1. Considerações Iniciais

Até o presente momento, as análises de alocação de perdas vêm sendo feitas sempre com base em um ponto de operação do sistema, i.e. uma dada configuração de rede e uma condição de carga e geração. Contudo, as variações na demanda e o conseqüente redespacho das unidades geradoras do sistema provocam uma mudança constante em seu ponto operativo, bem como em suas perdas.

No Brasil, por exemplo, a contabilização da energia e a correspondente alocação de perdas serão feitas com base em valores de medição, com integralização horária. Para isso, torna-se necessário avaliar os fatores de perdas para 24 diferentes pontos de operação ao longo do dia. Uma questão importante associada a este problema, se refere à volatilidade dos fatores de perdas, i.e. sua variabilidade em resposta às oscilações no ponto de operação e perdas totais.

A seguir, apresenta-se um estudo de volatilidade de fatores de perdas realizado com o *IEEE-RTS*. O objetivo é verificar o comportamento das perdas e dos fatores de perdas de algumas de suas barras. Para isso, utiliza-se a curva horária de carga do sistema [IEEE79].

Uma avaliação detalhada sobre a volatilidade dos fatores de perdas no Sistema Brasileiro é realizada em [CCPE02].

5.5.2. Avaliação Numérica

A Fig. 5.11 ilustra a carga de pico em cada semana ao longo de um ano para o *IEEE-RTS*. Os dados completos da carga estão disponíveis em [IEEE79].

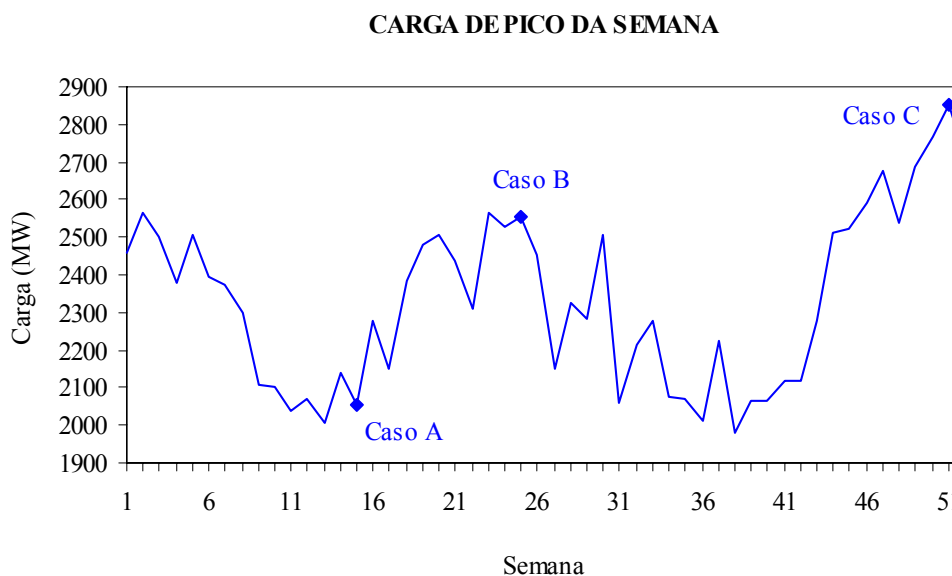


Fig. 5.11: Pico Semanal de Carga do Sistema

A análise é feita com base em três casos (três dias inteiros), totalizando 72 pontos de operação diferentes. A Tabela 5.19 descreve os casos escolhidos.

O Caso A, correspondente a um domingo na 15ª semana, representando uma situação de carga leve, enquanto o Caso B corresponde a uma segunda-feira na 24ª semana, onde a carga pode ser considerada média. Finalmente, o Caso C representa uma situação de carga pesada, que ocorre em uma terça-feira na 51ª semana.

TABELA 5.19 – PONTOS DE OPERAÇÃO PARA ANÁLISE DE VOLATILIDADE

Caso	Semana	Percentual do Pico Anual	Dia	Percentual do Pico semanal
A	15	72,10	domingo	75,00
B	24	88,70	segunda-feira	93,00
C	51	100,00	terça-feira	100,00

A Fig. 5.12 ilustra o perfil horário da carga de cada um dos dias selecionados.

PERFIL HORÁRIO DA CARGA DO SISTEMA

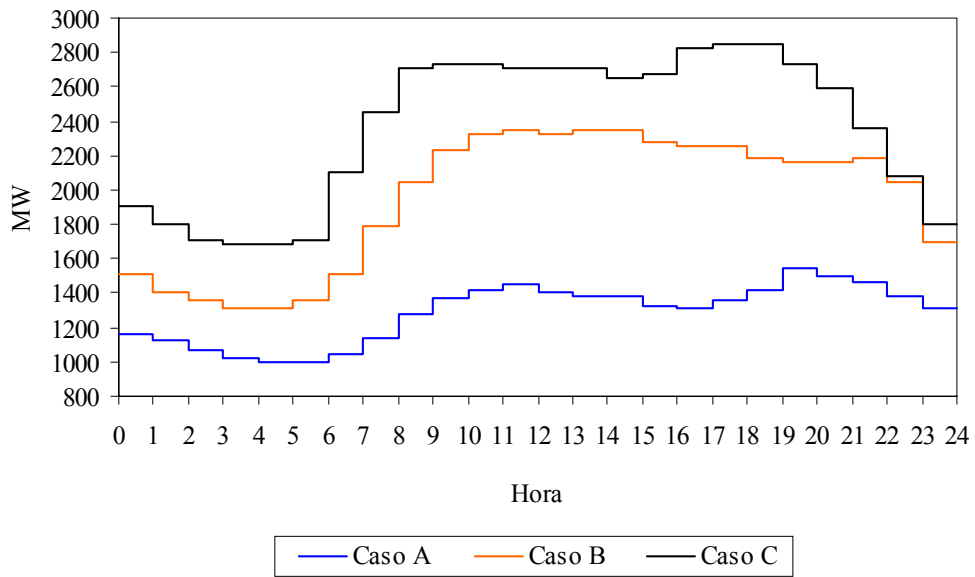


Fig. 5.12: Carga Horária nos 3 Casos Considerados

Para cada hora de cada caso, avaliou-se o fluxo de potência AC e determinaram-se os fatores de perdas através do *Modelo Básico*. A Fig. 5.13 ilustra as perdas obtidas em cada situação e as Figuras 5.14 e 5.15 apresentam os fatores de perdas das Barras 5 e 22.

PERDAS TOTAIS DO SISTEMA

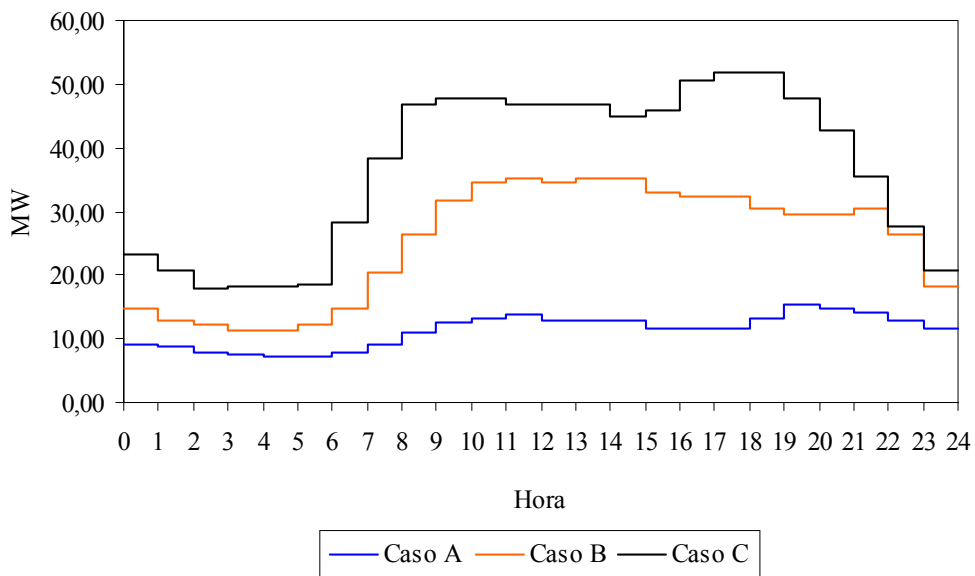


Fig. 5.13: Perdas Totais nos 3 Casos Considerados

FATORES DE PERDAS HORÁRIOS - BARRA 5

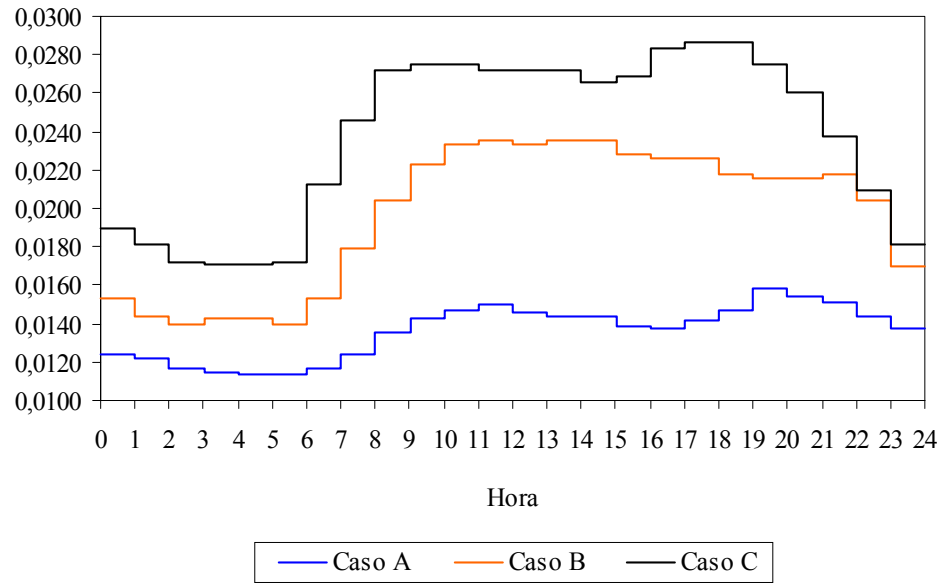


Fig. 5.14: Fator de Perda da Barra 5

FATORES DE PERDAS HORÁRIOS - BARRA 22

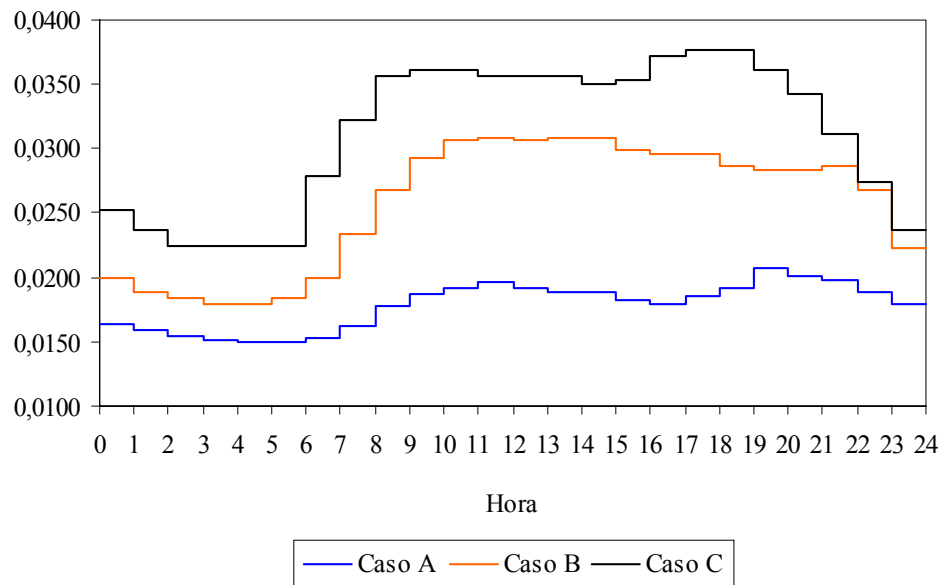


Fig. 5.15: Fator de Perda da Barra 22

A Tabela 5.20 apresenta uma análise das grandezas avaliadas no estudo de volatilidade. Deve-se notar que os valores mostrados consideram os três casos (A, B e C).

TABELA 5.20 – VALORES OBTIDOS NO ESTUDO DE VOLATILIDADE

Parâmetro	Mínimo	Máximo	Média	Desvio-Padrão	Coefficiente de Variação
Carga do Sistema, MW	1002,00	2850,00	1866,81	570,86	31 %
Perdas Totais, MW	7,27	51,70	24,45	13,92	57 %
Fator de Perda da Barra 5	0,0114	0,0286	0,0190	0,0054	28 %
Fator de Perda da Barra 22	0,0149	0,0376	0,0249	0,0071	29 %

Da Tabela 5.20, observa-se que as perdas totais variam entre 7,27 e 51,70 MW, apresentando um coeficiente de variação (quociente entre o desvio-padrão e a média) de 57 %, enquanto a carga do sistema oscilou entre 1002 e 2850 MW, resultando em um coeficiente de variação de 31 %.

O fator de perda da Barra 5 ficou sempre compreendido entre 0,0114 e 0,0286. Na Barra 22, o fator de perda mínimo atingido foi de 0,0149, enquanto o máximo vale 0,0376. Em ambos os casos, os coeficientes de variação obtidos ficaram próximos de 30 %, indicando que os fatores de perdas apresentam um comportamento semelhante ao da demanda, sendo, porém, menos voláteis que as perdas totais.

A aplicação permitiu verificar que os fatores de perdas variam significativamente com o ponto de operação do sistema. Esta característica permite concluir que na alocação de perdas em sistemas reais, os fatores de perdas devem ser calculados sempre com a maior frequência possível, refletindo da melhor forma, a responsabilidade de cada participante sobre as perdas totais.

5.5.3. Os Fatores de Perdas no Sistema Brasileiro

Estudos realizados com o Sistema Brasileiro [CCPE02, TMV02] mostraram que os fatores de perdas apresentam significativa volatilidade com a hidrologia, além de uma faixa de variação substancial entre as diversas usinas. Consideraram-se variações nas cargas dos submercados nos patamares leve, média e pesada, saídas de operação de usinas e a possibilidade de criação de uma nova interligação entre os submercados Sudeste e Nordeste.

Avaliando-se vários cenários, constatou-se que aproximadamente 50% dos agentes geradores apresentaram fatores de perdas negativos, i.e. com potencial de negociação acima de sua capacidade despachada. Cerca de 40% dos agentes tiveram fatores de perdas entre 0 e 3,5% e 10% dos agentes atingiram fatores de perdas superiores a 3,5%.

Os resultados indicaram que o novo modelo de alocação de perdas provocará uma mudança significativa em relação à situação atual, o que afetará as receitas das empresas. Por esta razão, entre as recomendações estabelecidas está a mudança gradual do *pro rata* (atual) para o *locacional* (proposto). Assim, pode-se estabelecer um período de transição, em que a cada ano incrementa-se o percentual de perdas atribuídas através do novo modelo, como mostra a Tabela 5.21.

TABELA 5.21 – TRANSIÇÃO ENTRE METODOLOGIAS

Ano	<i>Pro Rata</i> %	<i>Locacional</i> %
1	75	25
2	50	50
3	25	75
4	0	100

Deve-se ressaltar ainda que a volatilidade e a faixa de variação dos fatores de perdas podem ser reduzidas, i.e. pode-se atenuar o sinal *locacional* através da eliminação de alocações de perdas negativas, como já apresentado na seção anterior.

Como os fatores de perdas apresentam uma característica volátil (assim como a demanda do sistema) e afetam o fluxo de caixa das empresas do setor elétrico, seria importante que os agentes obtivessem a distribuição de frequência de seus fatores de perdas, com base na análise de um histórico com diversos cenários operativos.

5.6. EXEMPLO DE CONTABILIZAÇÃO FINANCEIRA

5.6.1. Considerações Gerais sobre o Mercado de Energia Elétrica

Nesta seção, o principal objetivo é mostrar o balanço financeiro proveniente dos pagamentos e receitas dos participantes do mercado, levando-se em conta que limitações de transmissão entre submercados podem ocasionar diferentes preços para a energia elétrica no mercado de curto prazo (mercado *spot*).

A existência de contratos bilaterais, i.e. acordos de compra e venda de energia entre geradores e consumidores, implica que apenas as diferenças entre os volumes contratados e os volumes líquidos (verificados e ajustados para considerar a alocação de perdas) sejam liquidadas no mercado de curto prazo.

No Brasil, os montantes estabelecidos pelos contratos bilaterais são registrados no MAE, sem a informação dos preços praticados [MAE03]. Os pagamentos e receitas provenientes destes acordos são feitos diretamente entre os geradores e os consumidores. Deve-se observar que o MAE trata apenas da liquidação dessas diferenças, podendo ser considerado um “mercado residual”.

O preço *spot* é utilizado para valorar a compra e a venda da energia no mercado de curto prazo, sendo determinado pelo MAE a partir de dados utilizados pelo ONS na otimização da operação do sistema e dados fornecidos pelos agentes. Este preço reflete o custo marginal de operação do sistema nos patamares de carga leve, média e pesada em cada submercado.

A diferença entre os preços da energia nos submercados dá origem a um *excedente financeiro*, i.e. uma diferença positiva entre o total de pagamentos e o total de receitas no mercado. Isto ocorre quando uma limitação de transmissão não permite que a geração de uma determinada área atenda ao consumo de outra área, onde a energia tem custo mais elevado. Neste caso, o submercado consumidor precisa utilizar uma fonte de geração interna (mais cara que a do outro submercado) para atender ao seu próprio consumo.

No mercado de curto prazo, a energia deve ser valorada ao preço do submercado onde ela foi gerada ou consumida. Quando existir diferença de preços entre os submercados, o consumo pagará um valor maior do que aquele que a geração receberá do mercado, pois o fluxo de energia ocorre sempre do submercado de menor preço para o de maior preço.

Neste contexto, um gerador deve ser considerado um vendedor em seu próprio submercado e um comprador no submercado em que seu contrato estiver registrado. Assim, os geradores que possuírem contratos com cargas de outros submercados estarão expostos a variações de preço, podendo comprar energia a preços mais elevados que suas vendas (exposição negativa de contrato) ou a preços menores (exposição positiva de contrato).

As exposições de contrato são dadas pelo produto entre a quantidade de energia do contrato sujeita à exposição e a diferença entre os preços dos submercados envolvidos. O excedente financeiro resultante deste processo é utilizado para aliviar perdas financeiras causadas por diferenças de preços entre submercados e pode ainda ser aplicado na redução dos encargos de serviços do sistema, como custos de restrições de operação e serviços *ancilares*.

A seguir, apresenta-se uma aplicação numérica que utiliza o Sistema-Exemplo para ilustrar a contabilização financeira e os conceitos introduzidos anteriormente. O procedimento utilizado no cálculo dos pagamentos e receitas segue a filosofia apresentada em [MAE03].

5.6.2. Avaliação Numérica

Reconsidere o Sistema-Exemplo configurado com 2 submercados introduzido no Capítulo 4 e apresentado novamente na Fig. 5.16.

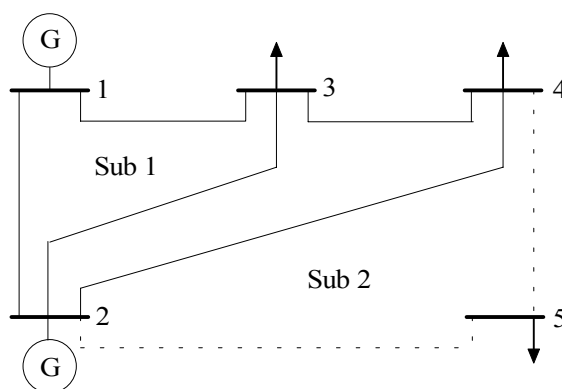


Fig. 5.16: Sistema-Exemplo Configurado com 2 Submercados

A Tabela 5.22 exemplifica os contratos bilaterais entre os geradores e as cargas deste sistema. Observe que o gerador G1 no Sub 1 possui um contrato com a carga C5 no Sub 2. A Tabela 5.23 resume os acordos dos geradores agregados por submercado. Por simplicidade, admite-se que os contratos sejam válidos especificamente para o ponto de operação (1 hora) analisado.

TABELA 5.22 – VOLUMES CONTRATADOS EM MWh

Carga	Contrato com o Gerador:		Compra Total
	G1	G2	
C3	40,00	0,00	40,00
C4	30,00	0,00	30,00
C5	35,00	15,00	50,00
Venda Total	105,00	15,00	120,00

TABELA 5.23 – CONTRATOS DOS GERADORES EM MWh

Gerador	Volume Contratado no:		Total
	Sub 1	Sub 2	
G1	70,00	35,00	105,00
G2	0,00	15,00	15,00

Admita que os preços dos contratos bilaterais dos geradores G1 e G2 sejam, respectivamente, 10,00 e 20,00 \$/MWh. Considere ainda que os preços dos geradores marginais (*spot*) sejam 30,00 e 40,00 \$/MWh nos Submercados 1 e 2, respectivamente.

A Tabela 5.24 apresenta os pagamentos e receitas correspondentes aos contratos bilaterais. Pode-se observar que a soma de todos os pagamentos feitos pelas cargas é igual à receita total dos geradores.

TABELA 5.24 – PAGAMENTOS E RECEITAS – CONTRATOS BILATERAIS

Carga	Paga para o Gerador:		Pagamento Total, \$
	G1	G2	
C3	400,00	0,00	400,00
C4	300,00	0,00	300,00
C5	350,00	300,00	650,00
Receita Total, \$	1050,00	300,00	1350,00

Os valores apresentados na Tabela 5.24 independem dos volumes gerados e consumidos na operação do sistema. Uma análise de fluxo de potência com a respectiva alocação de perdas já foram feitas no Capítulo 4, resultando nos fatores de ajuste e valores líquidos da Tabela 5.25.

Neste caso, utiliza-se o *Modelo Básico*, sendo as perdas de intercâmbio alocadas de acordo com o Critério 1, onde os agentes de cada submercado assumem as perdas de intercâmbio de sua responsabilidade.

TABELA 5.25 – FATORES DE AJUSTE E VALORES LÍQUIDOS

Agente	Sub	Volumes Medidos, MWh		Ajuste para o CP _i	Ajuste do CP _i para o CP _G	Volumes Líquidos, MWh	
		Geração	Carga			Geração	Carga
G1	1	129,59		0,9863	0,9917	126,75	
C3	1		45,00	1,0145	0,9917		45,27
C4	1		40,00	1,0157	0,9917		40,29
G2	2	20,00		0,9958	1,0092	20,10	
C5	2		60,00	1,0120	1,0092		61,28

A Tabela 5.26 apresenta as diferenças entre os volumes líquidos e os volumes contratados de cada agente. Estes montantes devem ser negociados no mercado de curto prazo ao preço *spot*.

TABELA 5.26 – VOLUMES NEGOCIADOS NO MERCADO SPOT

Agente	Volume Contratado, MWh		Volume Líquido, MWh		Diferença, MWh	
	Geração	Carga	Geração	Carga	Geração	Carga
G1	105,00		126,75		21,75	
C3		40,00		45,27		5,27
C4		30,00		40,29		10,29
G2	15,00		20,10		5,10	
C5		50,00		61,28		11,28
Total	120,00	120,00	146,84	146,84	26,84	26,84

A seguir, analisa-se a contabilização financeira relativa ao mercado *spot*, i.e. associada às diferenças entre os volumes contratados e líquidos determinados no processo de alocação de perdas e mostrados na Tabela 5.25.

Para isto, consideram-se duas situações distintas. Na primeira, admite-se que o sistema não possui limitações de transmissão, de forma que o preço *spot* seja igual nos dois submercados. Na segunda, as restrições de transmissão fazem com que os preços *spot* dos Submercados 1 e 2 sejam diferentes.

Situação 1: Sem Restrições de Transmissão

Como não existem restrições de transmissão neste caso, os preços *spot* dos dois submercados serão iguais. Neste caso, o preço *spot* do Sub 1 (menor preço) passa a ser o custo da energia no mercado de curto prazo. Assim, os volumes de energia liquidados no mercado serão valorados a 30,00 \$/MWh. Os pagamentos das cargas C3, C4 e C5 e as receitas dos geradores G1 e G2 são descritos na Tabela 5.27.

TABELA 5.27 – CONTABILIZAÇÃO – MERCADO SPOT

Agente	Receita, \$	Pagamento, \$
G1	$21,75 \times 30 = 652,37$	
C3		$5,27 \times 30 = 158,22$
C4		$10,29 \times 30 = 308,71$
G2	$5,10 \times 30,00 = 152,96$	
C5		$11,28 \times 30 = 338,40$
Total	805,33	805,33

Observe que não houve excedente financeiro (os pagamentos e receitas se igualam) porque o mesmo preço *spot* foi utilizado em ambos os submercados. Os pagamentos e receitas totais dos agentes devem ser obtidos somando-se estes valores aos da Tabela 5.24, onde estão os valores correspondentes aos contratos bilaterais.

Situação 2: Com Restrições de Transmissão

Neste caso, os submercados 1 e 2 possuem preços *spot* diferentes. Como já apresentado, o MWh custa 30,00 \$ no Sub 1 e 40,00 \$ no Sub 2. O pagamento de uma carga no mercado *spot* corresponde ao produto entre o seu volume não coberto por contratos e o preço *spot* do seu submercado, como mostra a Tabela 5.28.

TABELA 5.28 – PAGAMENTOS – MERCADO SPOT

Agente	Sub	Pagamento, \$
C3	1	$5,27 \times 30 = 158,22$
C4	1	$10,29 \times 30 = 308,71$
C5	2	$11,28 \times 40 = 451,20$
Total	-	918,13

Para o cálculo das receitas dos geradores devem ser considerados todos os contratos que estes possuem em outros submercados. Neste sistema, o gerador G1 (no Sub 1) possui um contrato com a carga C5 (no Sub 2). Assim, a exposição de G1 ao preço do Sub 2 corresponde ao produto entre o volume contratado (35,00 MWh) e a diferença de preços dos submercados, como mostra a Tabela 5.29.

TABELA 5.29 – RECEITAS – MERCADO SPOT

Agente	No Centro de Perdas do Sub 1		No Centro de Perdas do Sub 2		Total Recebido, \$
	Vende, \$	Compra, \$	Vende, \$	Compra, \$	
G1	$(21,75 + 35,00) \times 30,00 = 1702,37$			$35,00 \times 40,00 = 1400,00$	302,37
G2			$5,10 \times 40,00 = 203,95$		203,95
Total	-	-	-	-	506,32

Observe que a soma das receitas é menor que a soma dos pagamentos. Neste caso, tem-se um excedente financeiro de $918,13 - 506,32 = 411,81$ \$.

5.7. CAPACIDADE DE TRANSFERÊNCIA DISPONÍVEL

Conforme mencionado anteriormente, o estabelecimento de submercados de energia elétrica é decorrente da existência de restrições físicas de transmissão ou limitações de transferência de potência entre sistemas vizinhos, ou entre áreas de um sistema interligado, como é o caso do Sistema Brasileiro. Desta forma, a determinação de capacidades de transferência torna-se uma questão importante no que concerne a operação e o planejamento dos sistemas, bem como o funcionamento dos mercados de energia elétrica.

Os próximos parágrafos destinam-se a apresentar, de maneira resumida, alguns aspectos do cálculo do parâmetro ATC (*“Available Transfer Capability”*). Maiores detalhes sobre este assunto podem ser obtidos em [C00, CLM02, LCMA02a, LCMA02b, LCMA02c].

Uma das conseqüências do livre acesso dos agentes ao sistema de transmissão é o incremento nas transferências de potência entre os sistemas. Nos países industrializados, a construção de novas linhas de transmissão não tem sido incentivada pelas taxas de crescimento da carga e restrições de natureza ambiental. No caso de países em desenvolvimento, a falta de recursos

para investimentos no setor elétrico e o rápido crescimento da carga têm levado ao uso mais intensivo dos recursos de transmissão existentes. Assim, a determinação das capacidades de transferência e a escolha das melhores alternativas de expansão têm sido fundamentais para as companhias de transmissão.

A determinação das capacidades de transferência entre sistemas está diretamente ligada com limites físicos e limitações operacionais do sistema de transmissão, tais como as capacidades dos circuitos e os níveis de tensão nas barras. Outro fator que exerce grande influência sobre a capacidade de transferência é a política de operação do sistema, que envolve remanejamento de geração, ajustes nas tensões das barras, mudanças de *taps* de transformadores, etc.

Historicamente, a determinação da capacidade de transferência vem sendo feita através de modelos de rede DC ou AC e em ambientes de simulação determinísticos ou probabilísticos.

Naturalmente, as incertezas na demanda e nas disponibilidades dos equipamentos devem ser levadas em consideração, de forma que o ATC (*Available Transfer Capability*) torna-se uma variável aleatória. Isso significa que a quantidade de potência que pode ser transferida entre uma área e outra é completamente definida por uma função densidade de probabilidade, que pode ser utilizada para o cálculo dos riscos associados a qualquer valor de transferência.

A maior diferença entre os métodos de abordagem probabilística é a forma pela qual o estado do sistema é selecionado, por enumeração ou simulação Monte Carlo e também a ferramenta utilizada para obter a solução das equações da rede, linear DC ou não-linear AC.

A determinação da função densidade de probabilidade para o ATC pode ser feita com base nos seguintes passos:

- a) Selecionar o estado operativo do sistema;
- b) Resolver as equações da rede para o estado selecionado e fazer os ajustes necessários;
- c) Maximizar a transferência através das linhas especificadas e fazer os ajustes necessários;
- d) Armazenar os valores de transferência, verificar convergência e se necessário voltar ao passo (a).

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES

ESTE trabalho analisou o problema da alocação das perdas em sistemas de transmissão, onde foi proposto um tratamento para essa importante questão dos mercados de energia elétrica. A metodologia proposta baseou-se na análise incremental de perdas, tendo sido desenvolvida em duas versões, denominadas *Modelo Básico* e *Modelo Estendido*. Em ambos os modelos, as perdas totais são alocadas entre geradores e cargas em uma proporção fixada em 50:50% para cada classe, embora outras proporções pudessem ser consideradas.

Por se tratar de um problema que envolve funções não-lineares das injeções de potência e das correntes, a alocação de perdas não apresenta solução única, de forma que várias soluções têm sido propostas na atualidade. O Capítulo 1 apresentou uma classificação das metodologias quanto à abordagem utilizada e uma apreciação de trabalhos relevantes publicados nesta área.

No Capítulo 2, foram discutidos aspectos básicos de fluxo de potência e equivalentes externos para o estabelecimento da base conceitual dos modelos de alocação de perdas propostos no Capítulo 3. Ambos os modelos permitem alocar as perdas da transmissão entre os geradores e as cargas, considerando-se sua *localização elétrica* no sistema e o seu montante de potência injetada. A diferença entre os mesmos está na representação da rede, que no *Modelo Básico* é a simplificada (DC), enquanto o *Modelo Estendido* utiliza a representação AC.

A utilização do conceito de *Centro de Perdas* permitiu a determinação de fatores de ajuste por barra, de maneira a compensar todas as injeções de potência para considerar perdas. Dessa forma, os *volumes líquidos*, i.e. já deduzidos das quotas de perdas, passaram a ser utilizados para fins de contabilização de energia no mercado.

Aplicações numéricas mostraram que ambos os modelos permitem alocar perdas de maneira transparente, fornecendo sinais econômicos adequados aos participantes do mercado. Nos casos avaliados, a diferença média entre os fatores de perdas obtidos por ambos os modelos é da ordem de 10% em relação ao *Modelo Estendido*.

A alocação de perdas em sistemas interligados foi estudada no Capítulo 4, onde a metodologia proposta foi generalizada através de uma técnica denominada “Decomposição de Fatores de Perdas”, possibilitando o tratamento deste problema em sistemas compostos por qualquer número de submercados de energia.

Introduziu-se o conceito de *perdas de intercâmbio* e duas possibilidades de alocação foram consideradas, permitindo atribuir esta parcela de perdas de maneira estritamente *locacional* (i.e. de acordo com os fatores de perdas) ou através de critérios comerciais. Em ambas as propostas, os esquemas de preços da energia no mercado *spot* não são afetados.

Por fim, o Capítulo 5 tratou de aspectos complementares do problema de alocação de perdas i.e. a consideração de participantes isentos de participar do rateio das perdas, o tratamento dado a participantes conectados em áreas não-supervisionadas do sistema, a volatilidade dos fatores de perdas e a análise dos sinais econômicos fornecidos pela metodologia em questão.

Verificou-se que os fatores de perdas locais são determinados para cada barra do sistema e apresentam volatilidade comparável à da demanda do sistema, representando uma diferença significativa em relação a critérios do tipo *Pro Rata*. Além disso, a possibilidade de ocorrerem alocações negativas de perdas implica que alguns participantes possam receber incentivos monetários, enquanto os demais devam arcar com os custos totais de perdas somados a estes incentivos. Uma proposta para se evitarem tais atribuições foi apresentada com o objetivo de reduzir a “circulação financeira” associada ao pagamento de perdas.

A análise dos sinais econômicos mostrou que a metodologia proposta é capaz de identificar barras “bem localizadas” no sistema de transmissão, i.e. barras cujas injeções de potência são responsáveis por uma pequena parcela de perdas, ou mesmo por parcelas negativas, como já havia sido mencionado. Como visto nas aplicações, estarão “bem localizados” os geradores instalados em áreas predominantemente consumidoras e as cargas em centros de geração.

Observou-se ainda que a inclusão de novos participantes provoca uma mudança nos fatores de perdas de todas as barras do sistema, sendo mais pronunciada nas barras eletricamente mais próximas daquelas em que foram instalados os novos agentes. Esse fato, aliado à considerável volatilidade da solução implica que os fatores de perdas devam ser calculados a cada intervalo de contabilização, permitindo sempre uma alocação de perdas mais justa e precisa.

Todas as formulações citadas anteriormente, incluindo a metodologia proposta neste trabalho, são baseadas em algum tipo de premissa ou aproximação, de forma que cada método existente envolve um certo grau de arbitrariedade. Assim sendo, cada possível esquema de alocação de perdas deve ser analisado com base na adequação de suas características ao mercado em questão e em sua *transparência* e *justiça* perante todos os participantes.

Algumas sugestões para trabalhos futuros são as seguintes:

- Realizar uma avaliação probabilística do problema de alocação de perdas, contemplando-se vários cenários operativos como falhas em unidades geradoras e circuitos, variações na demanda e nas condições hidrológicas, capacidades de transferência, etc. O objetivo desta análise seria a determinação das distribuições de probabilidade associadas aos fatores de perdas de cada barra do sistema, que poderão ser úteis aos participantes do mercado;
- Desenvolver o *Modelo Estendido* para que, em caso de necessidade do mercado, torne-se possível atribuir perdas às injeções de potência reativa;
- Estudar a viabilidade da consideração da alocação de perdas pelos modelos de otimização energética, i.e. na determinação dos despachos das usinas geradoras;
- Avaliar o efeito do sistema de medição (erros, imprecisões e perdas de informação) sobre os resultados obtidos através dos modelos propostos;
- Comparação com outros métodos disponíveis na literatura, inclusive utilizando Teoria dos Jogos Cooperativos [MVGG99];
- Aplicação em sistemas reais²⁶.

²⁶ O Modelo Básico já foi aplicado ao Sistema Brasileiro (utilizando o programa FPERDAS do CEPEL), tendo fornecido os resultados apresentados na referência [CCPE02]. Deve-se ressaltar que o Modelo Básico proposto neste trabalho (e já implementado no FPERDAS) apresenta vantagens sobre o modelo inicialmente proposto em [MAE00], como a utilização de um fluxo DC com perdas ac e um vetor de injeções ativas provenientes de um fluxo de potência ac, o que garante melhor precisão nos resultados.

APÊNDICE A

EXPRESSÕES PARA O JACOBIANO

A.1. SUBMATRIZ H

$$H_{ik} = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} = V_i V_k (G_{ik} \text{ sen } \theta_{ik} - B_{ik} \text{ cos } \theta_{ik}) \quad (\text{A.1})$$

$$H_{ii} = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = V_i \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{nb} V_k (-G_{ik} \text{ sen } \theta_{ik} + B_{ik} \text{ cos } \theta_{ik}) \quad (\text{A.2})$$

A.2. SUBMATRIZ N

$$N_{ik} = \frac{\partial P_i}{\partial V_k} = V_i (G_{ik} \text{ cos } \theta_{ik} + B_{ik} \text{ sen } \theta_{ik}) \quad (\text{A.3})$$

$$N_{ii} = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = 2V_i G_{ii} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{nb} V_k (G_{ik} \text{ cos } \theta_{ik} + B_{ik} \text{ sen } \theta_{ik}) \quad (\text{A.4})$$

A.3. SUBMATRIZ M

$$M_{ik} = \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} = V_i V_k (-G_{ik} \text{ cos } \theta_{ik} - B_{ik} \text{ sen } \theta_{ik}) \quad (\text{A.5})$$

$$M_{ii} = \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} = V_i \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{nb} V_k (G_{ik} \text{ cos } \theta_{ik} + B_{ik} \text{ sen } \theta_{ik}) \quad (\text{A.6})$$

A.4. SUBMATRIZ L

$$L_{ik} = \frac{\partial Q_i}{\partial V_k} = V_i (G_{ik} \text{ sen } \theta_{ik} - B_{ik} \text{ cos } \theta_{ik}) \quad (\text{A.7})$$

$$L_{ii} = \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = -2B_{ii} V_i + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{nb} V_k (G_{ik} \text{ sen } \theta_{ik} - B_{ik} \text{ cos } \theta_{ik}) \quad (\text{A.8})$$

APÊNDICE B

DEMONSTRAÇÃO MATEMÁTICA I

A seguir, demonstra-se a independência dos fatores de perdas *finais* em relação à escolha da barra de referência. Considere um sistema com n barras e m circuitos. Se uma determinada barra j for assumida como barra de referência, então

$$\phi^{(j)} = \left[\begin{array}{c|c|c|c|c|c} \phi_1^{(j)} & \dots & \phi_i^{(j)} & 0 & \dots & \phi_n^{(j)} \end{array} \right] \quad (\text{B.1})$$

$$\phi_k^{(j)} = \left[\begin{array}{c|c|c|c|c|c} k^{(j)} & \dots & k^{(j)} & k^{(j)} & \dots & k^{(j)} \end{array} \right]. \quad (\text{B.2})$$

Por outro lado, se uma barra i for admitida como referência,

$$\phi^{(i)} = \left[\begin{array}{c|c|c|c|c|c} \phi_1^{(i)} & \dots & 0 & \phi_i^{(i)} & \dots & \phi_n^{(i)} \end{array} \right] \quad (\text{B.3})$$

$$\phi_k^{(i)} = \left[\begin{array}{c|c|c|c|c|c} k^{(i)} & \dots & k^{(i)} & k^{(i)} & \dots & k^{(i)} \end{array} \right]. \quad (\text{B.4})$$

Uma vez que os fatores de perdas *iniciais* tenham sido “deslocados”, os dois resultados devem ser idênticos, i.e.

$$\phi^{(j)} - \phi_k^{(j)} = \phi^{(i)} - \phi_k^{(i)}. \quad (\text{B.5})$$

Comparando-se os termos j e i dos fatores de perdas “deslocados”, é possível concluir que a igualdade,

$$\phi_j^{(i)} = -\phi_i^{(j)} \quad (\text{B.6})$$

deve ser satisfeita para assegurar que (B.5) seja válida.

De acordo com a Eq. (3.2), os fatores de perdas *iniciais* são dados por,

$$\phi^{(k)} = 2F^T R\beta^{(k)} \quad (\text{B.7})$$

onde o índice (k) é utilizado para designar a barra de referência especificada.

Considerando o produto de matrizes acima,

$$\phi_i^{(j)} = 2F_1 R_1 \beta_{1i}^{(j)} + \dots + 2F_L R_L \beta_{Li}^{(j)} + \dots + 2F_m R_m \beta_{mi}^{(j)} \quad (\text{B.8})$$

$$\phi_j^{(i)} = 2F_1 R_1 \beta_{1j}^{(i)} + \dots + 2F_L R_L \beta_{Lj}^{(i)} + \dots + 2F_m R_m \beta_{mj}^{(i)} \quad (\text{B.9})$$

Combinando (B.8), (B.9) e (B.6), é possível concluir que se

$$\beta_{Lj}^{(i)} = -\beta_{Li}^{(j)} \quad (\text{B.10})$$

para cada circuito L , de 1 até m , a Eq. (B.5) é satisfeita.

Observe que (B.10) é válida, uma vez que esta é uma propriedade conhecida da matriz β . Este resultado demonstra que os fatores de perdas “deslocados” são independentes da barra de referência.

Obviamente, esta constatação vale somente sob as premissas do fluxo de potência DC. Como tratado no texto, o efeito da escolha da barra *swing* no cálculo de fatores de perdas é quase imperceptível no *Modelo Básico*. Contudo, no *Modelo Estendido*, apresentou-se um algoritmo para a determinação da barra *swing* mais adequada, melhorando a precisão dos resultados.

APÊNDICE C

FLUXO DE POTÊNCIA AC PARA O SISTEMA- EXEMPLO

Os dados do Sistema-Exemplo, bem como os resultados do cálculo de fluxo de potência AC estão apresentados em seguida. Por simplicidade, utilizou-se diretamente o relatório de saída do programa.

=====
FLUXO DE POTENCIA AC - REDE COMPLETA
=====

NUMERO DE BARRAS : 5
NUMERO DE CIRCUITOS : 7
NUMERO DE SUBMERCADOS : 1
MVA BASE : 100.00
NUMERO DE ITERACOES : 3
TOLERANCIA DO FLUXO : 1.00E-004

RESULTADOS DE BARRAS

=====
BARRA TP PG QG PC QC V ANG SUB
MW MVAR MW MVAR PU GR

1 SW 129.59 -12.74 0.00 0.00 1.0600 0.00 1
3 PQ 0.00 0.00 45.00 15.00 1.0262 -5.02 1
4 PQ 0.00 0.00 40.00 5.00 1.0257 -5.35 1
2 PV 20.00 25.21 0.00 0.00 1.0500 -2.85 1
5 PQ 0.00 0.00 60.00 10.00 1.0204 -6.17 1
=====

RESULTADOS DE CIRCUITOS

=====
DE PA No PIK QIK PKI QKI PERDA CORR SUB
MW MVAR MW MVAR MW MVAR PU

1 2 1 88.91 -13.05 -87.49 10.64 1.42 0.84 1
1 3 2 40.68 0.31 -39.50 -2.20 1.19 0.38 1
2 3 3 24.71 3.89 -24.35 -7.15 0.35 0.24 1
2 4 4 27.95 3.23 -27.51 -6.22 0.44 0.27 1
3 4 5 18.85 -5.66 -18.81 3.66 0.04 0.19 1
2 5 6 54.83 7.45 -53.71 -7.30 1.12 0.53 1
4 5 7 6.32 -2.44 -6.29 -2.70 0.03 0.06 1
=====

APÊNDICE D

FATORES DE PERDAS PARA O IEEE-RTS (MB)

A seguir, apresentam-se os resultados do cálculo de fatores de perdas (MB) para o *IEEE-RTS*.

=====

ALGORITMO PARA DETERMINACAO DOS FATORES DE PERDAS

=====

ARQUIVO DE DADOS : ieee24_r13.dat

ARQUIVO DE SAIDA : ieee24_r13_mb.out

SISTEMA (CASO) : IEEE-RTS-24-Barras-----Mercado-Unico-----Ref-Barra-13

=====

DADOS DO SISTEMA

=====

=====

FLUXO DE POTENCIA AC - REDE COMPLETA

=====

NUMERO DE BARRAS : 32
NUMERO DE CIRCUITOS : 42
NUMERO DE SUBMERCADOS : 1
MVA BASE : 100.00

NUMERO DE ITERACOES : 4
TOLERANCIA DO FLUXO : 1.00E-004

RESULTADOS DE BARRAS

=====

BARRA	TP	PG MW	QG MVAR	PC MW	QC MVAR	V PU	ANG GR	SUB
1	PV	172.00	37.39	0.00	0.00	1.0350	-7.45	1
100	PQ	0.00	0.00	108.00	22.00	1.0350	-7.46	1
2	PV	172.00	29.03	0.00	0.00	1.0350	-7.55	1
200	PQ	0.00	0.00	97.00	20.00	1.0350	-7.55	1
3	PQ	0.00	0.00	180.00	37.00	0.9713	-5.46	1
4	PQ	0.00	0.00	74.00	15.00	0.9874	-9.78	1
5	PQ	0.00	0.00	71.00	14.00	1.0128	-10.05	1
6	PQ	0.00	0.00	136.00	28.00	1.0032	-12.49	1
7	PV	240.00	62.84	0.00	0.00	1.0250	-7.58	1
700	PQ	0.00	0.00	125.00	25.00	1.0250	-7.58	1
8	PQ	0.00	0.00	171.00	35.00	0.9860	-11.23	1
9	PQ	0.00	0.00	175.00	36.00	0.9827	-7.36	1
10	PQ	0.00	0.00	195.00	40.00	1.0168	-9.47	1
11	PQ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.9932	-2.17	1
12	PQ	0.00	0.00	0.00	0.00	1.0067	-1.54	1
13	SW	187.70	117.92	0.00	0.00	1.0200	0.00	1
130	PQ	0.00	0.00	265.00	54.00	1.0199	-0.01	1
14	PV	0.00	-35.47	0.00	0.00	0.9800	2.24	1
140	PQ	0.00	0.00	194.00	39.00	0.9800	2.23	1
15	PV	215.00	-12.07	0.00	0.00	1.0140	11.55	1
150	PQ	0.00	0.00	317.00	64.00	1.0139	11.53	1
16	PV	155.00	44.36	0.00	0.00	1.0170	10.43	1
160	PQ	0.00	0.00	100.00	20.00	1.0170	10.43	1
17	PQ	0.00	0.00	0.00	0.00	1.0386	14.91	1
18	PV	400.00	138.81	0.00	0.00	1.0500	16.27	1
180	PQ	0.00	0.00	333.00	68.00	1.0499	16.26	1
19	PQ	0.00	0.00	181.00	37.00	1.0233	8.90	1
20	PQ	0.00	0.00	128.00	26.00	1.0385	9.51	1
21	PV	400.00	106.90	0.00	0.00	1.0500	17.10	1
22	PV	300.00	-29.55	0.00	0.00	1.0500	22.75	1
23	PV	660.00	131.09	0.00	0.00	1.0500	10.55	1
24	PQ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.9821	5.27	1

=====

RESULTADOS DE CIRCUITOS

DE	PA	No	PIK MW	QIK MVAR	PKI MW	QKI MVAR	PERDA MW	CORR PU	SUB
1	2	1	12.33	-26.99	-12.32	-22.38	0.00	0.12	1
1	3	2	-7.91	30.48	8.52	-33.90	0.61	0.33	1
1	5	3	59.58	11.89	-58.83	-11.36	0.76	0.59	1
1	100	4	108.00	22.01	-108.00	-22.00	0.00	1.06	1
2	4	5	39.02	27.52	-38.29	-28.21	0.73	0.47	1
2	6	6	48.31	3.89	-47.20	-5.02	1.10	0.47	1
2	200	7	97.00	20.01	-97.00	-20.00	0.00	0.96	1
3	9	8	22.85	-16.28	-22.61	14.14	0.24	0.28	1
3	24	9	-211.37	13.18	212.46	26.70	1.09	2.18	1
4	9	10	-35.71	13.21	36.12	-14.37	0.41	0.39	1
5	10	11	-12.17	-2.64	12.21	0.30	0.03	0.12	1
6	10	12	-88.80	-123.61	89.89	-122.50	1.09	0.89	1
7	8	13	115.00	37.82	-112.77	-30.90	2.23	1.18	1
7	700	14	125.00	25.02	-125.00	-25.00	0.00	1.24	1
8	9	15	-36.33	10.53	36.98	-12.35	0.65	0.39	1
8	10	16	-21.90	-14.63	22.18	11.21	0.28	0.26	1
9	11	17	-105.35	-4.68	105.62	14.35	0.26	1.07	1
9	12	18	-120.14	-18.74	120.49	31.58	0.35	1.24	1
10	11	19	-151.72	42.48	152.27	-22.33	0.55	1.55	1
10	12	20	-167.55	28.51	168.19	-5.07	0.64	1.67	1
11	13	21	-86.29	-48.20	86.87	42.57	0.58	0.97	1
11	14	22	-171.60	56.19	173.41	-50.71	1.81	1.83	1
12	13	23	-60.51	-24.67	60.75	16.30	0.24	0.63	1
12	23	24	-228.18	-1.84	234.56	30.06	6.38	2.27	1
13	23	25	-224.92	4.97	230.34	17.78	5.42	2.21	1
13	130	26	265.00	54.07	-265.00	-54.00	0.00	2.65	1
15	150	27	317.00	64.10	-317.00	-64.00	0.00	3.19	1
19	20	28	-66.29	-78.65	66.52	62.68	0.23	0.94	1
20	23	29	-194.52	-88.68	195.10	83.25	0.58	2.04	1
14	16	30	-367.41	-23.80	374.46	70.48	7.05	3.75	1
14	140	31	194.00	39.04	-194.00	-39.00	0.00	2.02	1
15	16	32	112.23	-32.60	-111.94	31.12	0.29	1.15	1
15	21	33	-429.86	-83.93	435.68	107.30	5.83	4.30	1
15	24	34	215.63	40.36	-212.46	-26.70	3.17	2.17	1
16	17	35	-322.66	-33.87	326.01	54.42	3.35	3.19	1
16	19	36	115.14	-43.38	-114.71	41.65	0.43	1.20	1
16	160	37	100.00	20.01	-100.00	-20.00	0.00	1.00	1
17	18	38	-186.93	-58.69	187.56	60.48	0.64	1.88	1
17	22	39	-139.09	4.28	141.54	-9.26	2.45	1.35	1
18	21	40	-120.56	10.22	120.78	-20.53	0.22	1.16	1
18	180	41	333.00	68.10	-333.00	-68.00	0.00	3.24	1
21	22	42	-156.47	20.12	158.46	-20.29	1.99	1.51	1

TOTALIZACAO POR SUBMERCADO

NUM	NOME	GERACAO MW	CARGA MW	PERDAS MW	BALANCO MW
1	Area-unica	2901.70	2850.00	51.70 (100.0 %)	0.00
TOTAL		2901.70	2850.00	51.70 (100.0 %)	0.00

PERDAS AC TOTAIS DO SISTEMA : 51.6984 MW

As Barras 100, 200, 700, 130, 140, 150, 160 e 180 são *fictícias*, ligadas através de curtos-circuitos (linhas com resistência nula e reatância de 10^{-4} pu) às Barras 1, 2, 7, 13, 14, 15, 16 e 18 para acomodar suas cargas. Esse recurso foi utilizado porque o programa desenvolvido admite uma única injeção (geração ou carga em cada barra do sistema).

=====

FLUXO DE POTENCIA DC COM PERDAS - REDE COMPLETA

=====

RESULTADOS DE BARRAS

BARRA	PG MW	PC MW	PERDA MW	ANG GR	SUB	
1	172.00	0.00	0.68	-6.92	1	
100	0.00	108.00	0.00	-6.92	1	
2	172.00	0.00	0.92	-7.01	1	
200	0.00	97.00	0.00	-7.02	1	
3	0.00	180.00	0.97	-5.63	1	
4	0.00	74.00	0.57	-9.67	1	
5	0.00	71.00	0.40	-9.91	1	
6	0.00	136.00	1.10	-12.47	1	
7	240.00	0.00	1.11	-7.19	1	
700	0.00	125.00	0.00	-7.20	1	
8	0.00	171.00	1.58	-11.20	1	
9	0.00	175.00	0.96	-7.41	1	
10	0.00	195.00	1.30	-9.43	1	
11	0.00	0.00	1.60	-2.25	1	
12	0.00	0.00	3.81	-1.61	1	
13	REF	187.70	0.00	3.12	0.00	1
130	0.00	265.00	0.00	-0.02	1	
14	0.00	0.00	4.43	1.96	1	
140	0.00	194.00	0.00	1.94	1	
15	215.00	0.00	4.64	11.37	1	
150	0.00	317.00	0.00	11.35	1	
16	155.00	0.00	5.56	10.29	1	
160	0.00	100.00	0.00	10.29	1	
17	0.00	0.00	3.22	15.08	1	
18	400.00	0.00	0.43	16.60	1	
180	0.00	333.00	0.00	16.58	1	
19	0.00	181.00	0.33	8.89	1	
20	0.00	128.00	0.40	9.75	1	
21	400.00	0.00	4.02	17.47	1	
22	300.00	0.00	2.22	23.57	1	
23	660.00	0.00	6.19	11.01	1	
24	0.00	0.00	2.13	4.83	1	

RESULTADOS DE CIRCUITOS

DE	PA	No	PIK MW	PKI MW	SUB
1	2	1	12.06	-12.06	1
1	3	2	-10.62	10.62	1
1	5	3	61.88	-61.88	1
1	100	4	108.00	-108.00	1
2	4	5	36.57	-36.57	1
2	6	6	49.57	-49.57	1
2	200	7	97.00	-97.00	1
3	9	8	26.08	-26.08	1
3	24	9	-217.67	217.67	1
4	9	10	-38.00	38.00	1
5	10	11	-9.51	9.51	1
6	10	12	-87.53	87.53	1
7	8	13	113.89	-113.89	1
7	700	14	125.00	-125.00	1
8	9	15	-40.03	40.03	1
8	10	16	-18.66	18.66	1
9	11	17	-107.30	107.30	1
9	12	18	-120.61	120.61	1
10	11	19	-149.34	149.34	1
10	12	20	-162.66	162.66	1
11	13	21	-82.56	82.56	1
11	14	22	-175.68	175.68	1
12	13	23	-59.10	59.10	1
12	23	24	-227.98	227.98	1
13	23	25	-222.08	222.08	1
13	130	26	265.00	-265.00	1

15	150	27	317.00	-317.00	1
19	20	28	-75.34	75.34	1
20	23	29	-203.75	203.75	1
14	16	30	-374.11	374.11	1
14	140	31	194.00	-194.00	1
15	16	32	108.46	-108.46	1
15	21	33	-434.91	434.91	1
15	24	34	219.80	-219.80	1
16	17	35	-322.20	322.20	1
16	19	36	105.99	-105.99	1
16	160	37	100.00	-100.00	1
17	18	38	-184.60	184.60	1
17	22	39	-140.82	140.82	1
18	21	40	-118.03	118.03	1
18	180	41	333.00	-333.00	1
21	22	42	-156.96	156.96	1

PERDAS DC TOTAIS DO SISTEMA : 50.7668 MW

=====
 FATORES DE PERDAS
 * Modelo Básico *
 =====

VETOR DE FLUXOS UTILIZADO : DC COM PERDAS AC

*** REFERENCIA --> BARRA 13 ***

FATORES DE PERDAS INICIAIS

BARRA	SUB	SUB 1	TOTAL
1	G	1	0.0006
100	C	1	0.0006
2	G	1	-0.0001
200	C	1	-0.0001
3	C	1	0.0091
4	C	1	-0.0277
5	C	1	-0.0248
6	C	1	-0.0446
7	G	1	-0.0034
700	C	1	-0.0034
8	C	1	-0.0396
9	C	1	-0.0102
10	C	1	-0.0188
11		1	-0.0096
12		1	-0.0076
13	G	1	0.0000
130	C	1	0.0000
14		1	0.0089
140	C	1	0.0089
15	G	1	0.0504
150	C	1	0.0504
16	G	1	0.0458
160	C	1	0.0458
17		1	0.0671
18	G	1	0.0738
180	C	1	0.0738
19	C	1	0.0395
20	C	1	0.0434
21	G	1	0.0777
22	G	1	0.1051
23	G	1	0.0491
24		1	0.0202

DESLOCAMENTO E CORRECAO

SUB	K	SIGMA
1	0.0314	1.0197

FATORES DE PERDAS *** FINAIS ***

BARRA	SUB	SUB 1	TOTAL
1 G	1	-0.0157	-0.0157
100 C	1	-0.0157	-0.0157
2 G	1	-0.0160	-0.0160
200 C	1	-0.0160	-0.0160
3 C	1	-0.0113	-0.0113
4 C	1	-0.0301	-0.0301
5 C	1	-0.0286	-0.0286
6 C	1	-0.0387	-0.0387
7 G	1	-0.0177	-0.0177
700 C	1	-0.0177	-0.0177
8 C	1	-0.0362	-0.0362
9 C	1	-0.0212	-0.0212
10 C	1	-0.0256	-0.0256
11	1	-0.0209	-0.0209
12	1	-0.0199	-0.0199
13 G	1	-0.0160	-0.0160
130 C	1	-0.0160	-0.0160
14	1	-0.0115	-0.0115
140 C	1	-0.0115	-0.0115
15 G	1	0.0097	0.0097
150 C	1	0.0097	0.0097
16 G	1	0.0074	0.0074
160 C	1	0.0074	0.0074
17	1	0.0182	0.0182
18 G	1	0.0216	0.0216
180 C	1	0.0216	0.0216
19 C	1	0.0041	0.0041
20 C	1	0.0061	0.0061
21 G	1	0.0236	0.0236
22 G	1	0.0376	0.0376
23 G	1	0.0090	0.0090
24	1	-0.0057	-0.0057

PERDAS ASSUMIDAS (VALORES EM MW)

BARRA	SUB	SUB 1	TOTAL
1 G	1	-2.6972	-2.6972
100 C	1	1.6936	1.6936
2 G	1	-2.7570	-2.7570
200 C	1	1.5548	1.5548
3 C	1	2.0425	2.0425
4 C	1	2.2274	2.2274
5 C	1	2.0331	2.0331
6 C	1	5.2698	5.2698
7 G	1	-4.2520	-4.2520
700 C	1	2.2146	2.2146
8 C	1	6.1869	6.1869
9 C	1	3.7136	3.7136
10 C	1	4.9892	4.9892
11	1	0.0000	0.0000
12	1	0.0000	0.0000
13 G	1	-3.0035	-3.0035
130 C	1	4.2405	4.2405
14	1	0.0000	0.0000
140 C	1	2.2238	2.2238
15 G	1	2.0808	2.0808
150 C	1	-3.0680	-3.0680
16 G	1	1.1426	1.1426
160 C	1	-0.7372	-0.7372
17	1	0.0000	0.0000
18 G	1	8.6531	8.6531
180 C	1	-7.2037	-7.2037
19 C	1	-0.7496	-0.7496
20 C	1	-0.7821	-0.7821
21 G	1	9.4526	9.4526
22 G	1	11.2737	11.2737
23 G	1	5.9561	5.9561
24	1	0.0000	0.0000

FATORES DE AJUSTE E VALORES LIQUIDOS

BARRA	SUB	MEDIDO MW	AJ.CP	LIQ.CP MW
1 G	1	172.0000	1.0157	174.6972
100 C	1	-108.0000	1.0157	-109.6936
2 G	1	172.0000	1.0160	174.7570
200 C	1	-97.0000	1.0160	-98.5548
3 C	1	-180.0000	1.0113	-182.0425
4 C	1	-74.0000	1.0301	-76.2274
5 C	1	-71.0000	1.0286	-73.0331
6 C	1	-136.0000	1.0387	-141.2698
7 G	1	240.0000	1.0177	244.2520
700 C	1	-125.0000	1.0177	-127.2146
8 C	1	-171.0000	1.0362	-177.1869
9 C	1	-175.0000	1.0212	-178.7136
10 C	1	-195.0000	1.0256	-199.9892
11	1	0.0000	1.0209	0.0000
12	1	0.0000	1.0199	0.0000
13 G	1	187.6984	1.0160	190.7020
130 C	1	-265.0000	1.0160	-269.2405
14	1	0.0000	1.0115	0.0000
140 C	1	-194.0000	1.0115	-196.2238
15 G	1	215.0000	0.9903	212.9192
150 C	1	-317.0000	0.9903	-313.9320
16 G	1	155.0000	0.9926	153.8574
160 C	1	-100.0000	0.9926	-99.2628
17	1	0.0000	0.9818	0.0000
18 G	1	400.0000	0.9784	391.3469
180 C	1	-333.0000	0.9784	-325.7963
19 C	1	-181.0000	0.9959	-180.2504
20 C	1	-128.0000	0.9939	-127.2179
21 G	1	400.0000	0.9764	390.5474
22 G	1	300.0000	0.9624	288.7263
23 G	1	660.0000	0.9910	654.0439
24	1	0.0000	1.0057	0.0000
TOTAL		51.6984		0.0000

APÊNDICE E

FATORES DE PERDAS PARA O IEEE-RTS (ME)

Apresentam-se, a seguir, os resultados de alocação de perdas no *IEEE-RTS*. Os resultados de fluxo de potência foram omitidos, visto que são idênticos aos apresentados no Apêndice D.

=====

ALGORITMO PARA DETERMINAÇÃO DOS FATORES DE PERDAS

=====

ARQUIVO DE DADOS : ieee24_r24.dat

ARQUIVO DE SAÍDA : ieee24_r24_me.out

SISTEMA (CASO) : Ieee-RTS-24-Barras-----Mercado-Unico-----Ref-Barra-24

=====

FATORES DE PERDAS

* Mod Estendido *

=====

*** REFERENCIA --> BARRA 24 ***

FATORES DE PERDAS INICIAIS

=====

BARRA SUB SUB 1 TOTAL

1	G	1	-0.0275	-0.0275
100	C	1	-0.0275	-0.0275
2	G	1	-0.0282	-0.0282
200	C	1	-0.0282	-0.0282
3	C	1	-0.0152	-0.0152
4	C	1	-0.0564	-0.0564
5	C	1	-0.0522	-0.0522
6	C	1	-0.0731	-0.0731
7	G	1	-0.0306	-0.0306
700	C	1	-0.0306	-0.0306
8	C	1	-0.0691	-0.0691
9	C	1	-0.0362	-0.0362
10	C	1	-0.0449	-0.0449
11		1	-0.0335	-0.0335
12		1	-0.0318	-0.0318
13	G	1	-0.0234	-0.0234
130	C	1	-0.0234	-0.0234
14		1	-0.0124	-0.0124
140	C	1	-0.0124	-0.0124
15	G	1	0.0288	0.0288
150	C	1	0.0288	0.0288
16	G	1	0.0242	0.0242
160	C	1	0.0242	0.0242
17		1	0.0435	0.0435
18	G	1	0.0493	0.0493
180	C	1	0.0493	0.0493
19		1	0.0175	0.0175
20	C	1	0.0204	0.0204
21	G	1	0.0528	0.0528
22	G	1	0.0766	0.0766
23	G	1	0.0252	0.0252
24	G	1	0.0000	0.0000

=====

DESLOCAMENTO E CORRECAO

=====

SUB K SIGMA RO

1	0.0065	1.0065	0.5104
---	--------	--------	--------

=====

FATORES DE PERDAS *** FINAIS ***

=====

BARRA SUB SUB 1 TOTAL

1	G	1	-0.0174	-0.0174
100	C	1	-0.0174	-0.0174
2	G	1	-0.0178	-0.0178
200	C	1	-0.0178	-0.0178
3	C	1	-0.0112	-0.0112
4	C	1	-0.0323	-0.0323
5	C	1	-0.0301	-0.0301
6	C	1	-0.0409	-0.0409
7	G	1	-0.0190	-0.0190
700	C	1	-0.0190	-0.0190
8	C	1	-0.0388	-0.0388
9	C	1	-0.0219	-0.0219
10	C	1	-0.0264	-0.0264
11		1	-0.0205	-0.0205
12		1	-0.0197	-0.0197
13	G	1	-0.0153	-0.0153
130	C	1	-0.0153	-0.0153
14		1	-0.0097	-0.0097
140	C	1	-0.0097	-0.0097
15	G	1	0.0115	0.0115
150	C	1	0.0115	0.0115
16	G	1	0.0091	0.0091
160	C	1	0.0091	0.0091
17		1	0.0190	0.0190
18	G	1	0.0220	0.0220
180	C	1	0.0220	0.0220
19		1	0.0056	0.0056
20	C	1	0.0072	0.0072
21	G	1	0.0238	0.0238
22	G	1	0.0360	0.0360
23	G	1	0.0096	0.0096
24	G	1	-0.0033	-0.0033

=====

PERDAS ASSUMIDAS (VALORES EM MW)

BARRA	SUB	SUB 1	TOTAL
1 G	1	-2.9994	-2.9994
100 C	1	1.8833	1.8833
2 G	1	-3.0629	-3.0629
200 C	1	1.7273	1.7273
3 C	1	2.0071	2.0071
4 C	1	2.3915	2.3915
5 C	1	2.1398	2.1398
6 C	1	5.5622	5.5622
7 G	1	-4.5666	-4.5666
700 C	1	2.3784	2.3784
8 C	1	6.6414	6.6414
9 C	1	3.8315	3.8315
10 C	1	5.1493	5.1493
11	1	0.0000	0.0000
12	1	0.0000	0.0000
13 G	1	-2.8810	-2.8810
130 C	1	4.0677	4.0677
14	1	0.0000	0.0000
140 C	1	1.8758	1.8758
15 G	1	2.4648	2.4648
150 C	1	-3.6342	-3.6342
16 G	1	1.4130	1.4130
160 C	1	-0.9116	-0.9116
17	1	0.0000	0.0000
18 G	1	8.7926	8.7926
180 C	1	-7.3199	-7.3199
19 C	1	-1.0223	-1.0223
20 C	1	-0.9180	-0.9180
21 G	1	9.5129	9.5129
22 G	1	10.8116	10.8116
23 G	1	6.3642	6.3642
24 G	1	0.0000	0.0000

FATORES DE AJUSTE E VALORES LIQUIDOS

BARRA	SUB	MEDIDO MW	AJ.CP	LIQ.CP MW
1 G	1	172.0000	1.0174	174.9994
100 C	1	-108.0000	1.0174	-109.8833
2 G	1	172.0000	1.0178	175.0629
200 C	1	-97.0000	1.0178	-98.7273
3 C	1	-180.0000	1.0112	-182.0071
4 C	1	-74.0000	1.0323	-76.3915
5 C	1	-71.0000	1.0301	-73.1398
6 C	1	-136.0000	1.0409	-141.5622
7 G	1	240.0000	1.0190	244.5666
700 C	1	-125.0000	1.0190	-127.3784
8 C	1	-171.0000	1.0388	-177.6414
9 C	1	-175.0000	1.0219	-178.8315
10 C	1	-195.0000	1.0264	-200.1493
11	1	0.0000	1.0205	0.0000
12	1	0.0000	1.0197	0.0000
13 G	1	187.6984	1.0153	190.5794
130 C	1	-265.0000	1.0153	-269.0677
14	1	0.0000	1.0097	0.0000
140 C	1	-194.0000	1.0097	-195.8758
15 G	1	215.0000	0.9885	212.5352
150 C	1	-317.0000	0.9885	-313.3658
16 G	1	155.0000	0.9909	153.5870
160 C	1	-100.0000	0.9909	-99.0884
17	1	0.0000	0.9810	0.0000
18 G	1	400.0000	0.9780	391.2074
180 C	1	-333.0000	0.9780	-325.6801
19 C	1	-181.0000	0.9944	-179.9777
20 C	1	-128.0000	0.9928	-127.0820
21 G	1	400.0000	0.9762	390.4871
22 G	1	300.0000	0.9640	289.1884
23 G	1	660.0000	0.9904	653.6358
24 G	1	0.0002	1.0033	0.0002
TOTAL		51.6986		0.0000

APÊNDICE F

DEMONSTRAÇÃO MATEMÁTICA II

Demonstra-se, a seguir, que a matriz de sensibilidades β de um sistema equivalente Ward é idêntica à partição correspondente da matriz de sensibilidades obtida com o sistema completo.

Das equações de fluxo de potência DC para o sistema completo,

$$P = \begin{array}{c|ccc|c} P_E & B_{EE} & B_{EF} & 0 & \theta_E \\ P_F & B_{FE} & B_{FF} & B_{FI} & \theta_F \\ P_I & 0 & B_{IF} & B_{II} & \theta_I \end{array} . \quad (F.1)$$

As seguintes equações podem ser extraídas do sistema anterior:

$$P_E = B_{EE}\theta_E + B_{EF}\theta_F \quad (F.2)$$

$$P_F = B_{FE}\theta_E + B_{FF}\theta_F + B_{FI}\theta_I \quad (F.3)$$

$$P_I = B_{IF}\theta_F + B_{II}\theta_I . \quad (F.4)$$

De (F.2),

$$\theta_E = B_{EE}^{-1}P_E - B_{EE}^{-1}B_{EF}\theta_F \quad (F.5)$$

Substituindo em (F.3),

$$P_F = B_{FE}B_{EE}^{-1}P_E - B_{FE}B_{EE}^{-1}B_{EF}\theta_F + B_{FF}\theta_F + B_{FI}\theta_I$$

$$P_F - B_{FE}B_{EE}^{-1}P_E = (B_{FF} - B_{FE}B_{EE}^{-1}B_{EF})\theta_F + B_{FI}\theta_I$$

que pode ser reescrita como,

$$P_F^{eq} = B_{FF}^{eq}\theta_F + B_{FI}\theta_I . \quad (F.6)$$

Note que a equação original (F.1) é equivalente a $P^* = B^*\theta$, sendo:

$$P^* = \begin{array}{|c|} \hline P_E \\ \hline P_F^{eq} \\ \hline P_I \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline B_{EE} & B_{EF} & 0 \\ \hline 0 & B_{FF}^{eq} & B_{FI} \\ \hline 0 & B_{IF} & B_{II} \\ \hline \end{array} \begin{array}{|c|} \hline \theta_E \\ \hline \theta_F \\ \hline \theta_I \\ \hline \end{array}. \quad (F.7)$$

Redefinidos os subvetores e as submatrizes, tem-se:

$$P^* = \begin{array}{|c|} \hline P_E^* \\ \hline P_R^* \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|} \hline B_{EE} & B_{EF}^* \\ \hline 0 & B_{RR} \\ \hline \end{array} \begin{array}{|c|} \hline \theta_E \\ \hline \theta_R \\ \hline \end{array}. \quad (F.8)$$

onde:

$$P_E^* = P_E$$

$$P_R^* = \begin{array}{|c|} \hline P_F^* \\ \hline P_I \\ \hline \end{array}.$$

Observe que,

$$\theta = B^{-1}P = (B^*)^{-1}P^* \quad (F.9)$$

ou seja, a operação de escalonamento não modifica a solução θ .

Desenvolvendo (F.8),

$$P_E^* = B_{EE}\theta_E + B_{EF}^*\theta_R \quad (F.10)$$

$$P_R^* = B_{RR}\theta_R. \quad (F.11)$$

De (F.11),

$$\theta_R = B_{RR}^{-1}P_R^*. \quad (F.12)$$

Assim, em (F.10),

$$P_E^* = B_{EE}\theta_E + B_{EF}^*B_{RR}^{-1}P_R^*$$

e conseqüentemente,

$$\theta_E = B_{EE}^{-1}P_E^* - B_{EE}^{-1}B_{EF}^*B_{RR}^{-1}P_R^*. \quad (F.13)$$

Desta forma,

$$\theta = \begin{bmatrix} \theta_E \\ \theta_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_{EE}^{-1} & -B_{EE}^{-1}B_{EF}^*B_{RR}^{-1} \\ 0 & B_{RR}^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_E^* \\ P_R^* \end{bmatrix}. \quad (F.14)$$

Em relação à matriz de sensibilidades β , tem-se que o vetor de fluxos originais é dado por,

$$F = DC\theta = DCB^{-1}P = \beta P \quad (F.15)$$

onde as matrizes D (diagonal de susceptâncias dos circuitos) e C (conectividade) já foram definidas no Capítulo 2. Em termos das partições das matrizes,

$$F = \begin{bmatrix} F_E \\ F_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D_E & 0 \\ 0 & D_R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} C_{EE} & C_{ER} \\ 0 & C_{RR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} (B^{-1})_{11} & (B^{-1})_{12} \\ (B^{-1})_{21} & (B^{-1})_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_E \\ P_R \end{bmatrix} \quad (F.16)$$

O vetor de fluxos também pode ser calculado por,

$$F = DC\theta = DC(B^*)^{-1}P^*. \quad (F.17)$$

Assim,

$$F = \begin{bmatrix} F_E \\ F_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D_E & 0 \\ 0 & D_R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} C_{EE} & C_{ER} \\ 0 & C_{RR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_{EE}^{-1} & -B_{EE}^{-1}B_{EF}^*B_{RR}^{-1} \\ 0 & B_{RR}^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_E^* \\ P_R^* \end{bmatrix}. \quad (F.18)$$

De (F.16),

$$\begin{bmatrix} F_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & D_R C_{RR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} (B^{-1})_{11} & (B^{-1})_{12} \\ (B^{-1})_{21} & (B^{-1})_{22} \end{bmatrix} \quad \text{ou ainda,} \quad (F.19)$$

$$\begin{bmatrix} F_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D_R C_{RR} (B^{-1})_{21} & D_R C_{RR} (B^{-1})_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_E \\ P_R \end{bmatrix}. \quad (F.20)$$

Assim, observe que:

$$\beta_{RR} = D_R C_{RR} (B^{-1})_{22}. \quad (F.21)$$

Por outro lado, de (F.18) tem-se que:

$$\begin{aligned} \boxed{F_R} &= \boxed{0} \quad \boxed{D_R C_{RR}} \quad \begin{array}{|c|c|} \hline B_{EE}^{-1} & -B_{EE}^{-1} B_{EF} B_{RR}^{-1} \\ \hline 0 & B_{RR}^{-1} \\ \hline \end{array} \quad \begin{array}{|c|} \hline P_E^* \\ \hline P_R^* \\ \hline \end{array} \\ \boxed{F_R} &= \boxed{0} \quad \boxed{D_R C_{RR} B_{RR}^{-1}} \quad \begin{array}{|c|} \hline P_E^* \\ \hline P_R^* \\ \hline \end{array}. \end{aligned} \quad (F.22)$$

Observe que:

$$\beta_{RR}^{\text{Ward}} = D_R C_{RR} B_{RR}^{-1}. \quad (F.23)$$

Para que a matriz de sensibilidades obtida com o sistema original e seja igual à matriz de sensibilidades obtida com o sistema reduzido, deve-se mostrar que,

$$(B^{-1})_{22} = B_{RR}^{-1} \quad (F.24)$$

o que é verdade, uma vez que a seguinte propriedade é verificada na álgebra matricial.

Teorema

Se a matriz,

$$A = \begin{array}{|c|c|} \hline A_{11} & A_{12} \\ \hline A_{21} & A_{22} \\ \hline \end{array} \quad (F.25)$$

particionada com A_{11} e A_{22} quadradas e não singulares for escalonada através de operações elementares de linha, para

$$A^* = \begin{array}{|c|c|} \hline A_{11}^* & A_{12}^* \\ \hline 0 & A_{22}^* \\ \hline \end{array} \quad (F.26)$$

a inversa da matriz A^* é tal que,

$$A^{*-1} = \begin{array}{|c|c|} \hline (A^{*-1})_{11} & (A^{*-1})_{12} \\ \hline 0 & (A^{*-1})_{22} \\ \hline \end{array}. \quad (F.27)$$

$$\text{Então, } (A^{*-1})_{22} = (A_{22}^*)^{-1} = (A^{-1})_{22}. \quad (F.28)$$

APÊNDICE G

PERDAS DE INTERCÂMBIO NO IIEEE-RTS

G.1. MODELO BÁSICO

=====

RESPONSABILIDADES -> VISAO GERAL (VALORES EM MW)

=====

```
=====
OCORR EM:      SUB   1      SUB   2      SUB   3      TOT RESP
-----
DEVIDAS A:
SUB   1         9.3298      5.9785      7.4025      22.7108
SUB   2         0.1716      7.2729     -1.7120      5.7325
SUB   3         1.5344      1.9879     19.7328     23.2551
-----
TOTAL OCORR    11.0358     15.2393     25.4233     51.6984
=====
```

=====

RESPONSABILIDADES -> VISAO DETALHADA

=====

```
G SUB  3:      4.7653 MW
C SUB  3:     -2.7774 MW
AG SUB  3:      1.9879 MW   ( 13.04 %)
```

SUBMERCADO 1

TOTAL DE PERDAS OCORRIDAS: 11.0358 MW

DEVIDAS AOS SUBMERCADOS:

```
G SUB  1:      1.2615 MW
C SUB  1:      8.0683 MW
AG SUB  1:      9.3298 MW   ( 84.54 %)
```

```
G SUB  2:      0.6338 MW
C SUB  2:     -0.4622 MW
AG SUB  2:      0.1716 MW   ( 1.55 %)
```

```
G SUB  3:      3.6226 MW
C SUB  3:     -2.0882 MW
AG SUB  3:      1.5344 MW   ( 13.90 %)
```

SUBMERCADO 2

TOTAL DE PERDAS OCORRIDAS: 15.2393 MW

DEVIDAS AOS SUBMERCADOS:

```
G SUB  1:     -4.8961 MW
C SUB  1:     10.8746 MW
AG SUB  1:      5.9785 MW   ( 39.23 %)
```

```
G SUB  2:      7.7505 MW
C SUB  2:     -0.4776 MW
AG SUB  2:      7.2729 MW   ( 47.72 %)
```

SUBMERCADO 3

TOTAL DE PERDAS OCORRIDAS: 25.4233 MW

DEVIDAS AOS SUBMERCADOS:

```
G SUB  1:     -5.7683 MW
C SUB  1:     13.1709 MW
AG SUB  1:      7.4025 MW   ( 29.12 %)
```

```
G SUB  2:     -5.2023 MW
C SUB  2:      3.4903 MW
AG SUB  2:     -1.7120 MW   ( -6.73 %)
```

```
G SUB  3:     23.6823 MW
C SUB  3:     -3.9495 MW
AG SUB  3:     19.7328 MW   ( 77.62 %)
```

=====

DIVISAO DAS PERDAS - SUMARIO

=====

TOTAL DE PERDAS OCORRIDAS :

```
# NO SISTEMA :      51.6984 MW   (100.00 %)
# NO SUB  1 :      11.0358 MW   ( 21.35 %)
# NO SUB  2 :      15.2393 MW   ( 29.48 %)
# NO SUB  3 :      25.4233 MW   ( 49.18 %)
```

TOTAL DE PERDAS DEVIDAS AOS AGENTES :

```
# INTERNOS :      36.3355 MW   ( 70.28 %)
# EXTERNOS :      15.3629 MW   ( 29.72 %)
```

G.2. MODELO ESTENDIDO

=====
 RESPONSABILIDADES -> VISAO GERAL (VALORES EM MW)
 =====

OCORR EM:	SUB	1	SUB	2	SUB	3	TOT RESP
DEVIDAS A:							
	SUB	1	8.7796	6.3774	7.8269	22.9839	
	SUB	2	0.4582	6.5641	-1.5133	5.5090	
	SUB	3	1.7980	2.2978	19.1097	23.2055	
TOTAL OCORR			11.0358	15.2393	25.4233	51.6984	

=====
 RESPONSABILIDADES -> VISAO DETALHADA
 =====

 SUBMERCADO 1

TOTAL DE PERDAS OCORRIDAS: 11.0358 MW

DEVIDAS AOS SUBMERCADOS:

G SUB 1:	-0.0488 MW	
C SUB 1:	8.8285 MW	
AG SUB 1:	8.7796 MW	(79.56 %)

G SUB 2:	1.1910 MW	
C SUB 2:	-0.7328 MW	
AG SUB 2:	0.4582 MW	(4.15 %)

G SUB 3:	4.3758 MW	
C SUB 3:	-2.5778 MW	
AG SUB 3:	1.7980 MW	(16.29 %)

 SUBMERCADO 3

TOTAL DE PERDAS OCORRIDAS: 25.4233 MW

DEVIDAS AOS SUBMERCADOS:

G SUB 1:	-5.8267 MW	
C SUB 1:	13.6535 MW	
AG SUB 1:	7.8269 MW	(30.79 %)

G SUB 2:	-4.8533 MW	
C SUB 2:	3.3400 MW	
AG SUB 2:	-1.5133 MW	(-5.95 %)

G SUB 3:	23.3916 MW	
C SUB 3:	-4.2819 MW	
AG SUB 3:	19.1097 MW	(75.17 %)

 SUBMERCADO 2

TOTAL DE PERDAS OCORRIDAS: 15.2393 MW

DEVIDAS AOS SUBMERCADOS:

G SUB 1:	-4.9530 MW	
C SUB 1:	11.3304 MW	
AG SUB 1:	6.3774 MW	(41.85 %)

G SUB 2:	7.0143 MW	
C SUB 2:	-0.4503 MW	
AG SUB 2:	6.5641 MW	(43.07 %)

G SUB 3:	5.5583 MW	
C SUB 3:	-3.2605 MW	
AG SUB 3:	2.2978 MW	(15.08 %)

=====
 DIVISAO DAS PERDAS - SUMARIO
 =====

TOTAL DE PERDAS OCORRIDAS :

# NO SISTEMA :	51.6984 MW	(100.00 %)
# NO SUB 1 :	11.0358 MW	(21.35 %)
# NO SUB 2 :	15.2393 MW	(29.48 %)
# NO SUB 3 :	25.4233 MW	(49.18 %)

TOTAL DE PERDAS DEVIDAS AOS AGENTES :

# INTERNOS :	34.4534 MW	(66.64 %)
# EXTERNOS :	17.2451 MW	(33.36 %)

APÊNDICE H

DEMONSTRAÇÃO MATEMÁTICA III

A responsabilidade de uma barra j sobre as perdas de um submercado i é inicialmente,

$$\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^j = \varphi_{\text{Sub}_i,j}^{\text{final}} P_j. \quad (\text{H.1})$$

Ao se considerar a existência de agentes isentos, esta passa a ser:

$$\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{j,\text{final}} = \varepsilon_i \varphi_{\text{Sub}_i,j}^{\text{Final}} P_j. \quad (\text{H.2})$$

Sabendo que,

$$\varepsilon_i = \frac{\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{AC}}}{\varphi_{\text{Sub}_i}^{\text{final}} P_N}. \quad (\text{H.3})$$

Em (H2),

$$\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{j,\text{final}} = \frac{\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{AC}}}{\varphi_{\text{Sub}_i}^{\text{final}} P_N} \varphi_{\text{Sub}_i,j}^{\text{final}} P_j. \quad (\text{H.4})$$

Ou ainda,

$$\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{j,\text{final}} = \frac{\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{N}} + \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{I}}}{\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{N}}} \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^j. \quad (\text{H.5})$$

Logo,

$$\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{j,\text{final}} = \left[1 + \frac{\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{I}}}{\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{\text{N}}} \right] \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^j. \quad (\text{H.6})$$

Fazendo o produto,

$$\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{j, \text{final}} = \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^j + \frac{\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^I}{\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^N} \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^j . \quad (\text{H.7})$$

Reorganizando,

$$\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{j, \text{final}} = \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^j + \frac{\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^j}{\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^N} \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^I . \quad (\text{H.8})$$

Finalmente,

$$\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^{j, \text{final}} = \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^j + \frac{\text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^j}{\sum_{k \in N} \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^k} \text{Perdas}_{\text{Sub}_i}^I . \quad (\text{H.9})$$

Observe que:

- O primeiro termo representa a responsabilidade da barra j sobre as perdas do submercado i , determinada pela metodologia de cálculo de fatores de perdas;
- O segundo termo representa o rateio das perdas do submercado i (causadas pelos agentes isentos). A proporção é definida pelas perdas originalmente assumidas por cada agente j não-isento.

APÊNDICE I

SISTEMA-EXEMPLO II

I.1. FLUXO DE POTÊNCIA AC – REDE COMPLETA

=====

ALGORITMO PARA DETERMINAÇÃO DOS FATORES DE PERDAS

=====

ARQUIVO DE DADOS : monitorada_1.dat
 ARQUIVO DE SAÍDA : monitorada_1.out
 SISTEMA (CASO) : Rede-Monitorada-Caso-1----Rede-Completa

=====

DADOS DO SISTEMA

=====

NUMERO DE BARRAS : 10
 NUMERO DE CIRCUITOS : 14
 NUMERO DE SUBMERCADOS : 3
 MVA BASE : 100.00

DADOS DE BARRAS

BARRA	TP	PG MW	QG MVAR	PC MW	QC MVAR	V PU	ANG GR	SUB	+C/-L PU	QMIN MVAR	QMAX MVAR
1	SW	0.00	0.00	0.00	0.00	1.0300	0.00	1	0.00	-30.00	30.00
2	PQ	0.00	0.00	0.00	0.00	1.0000	0.00	1	0.00	0.00	0.00
3	PQ	0.00	0.00	45.00	15.00	1.0000	0.00	1	0.00	0.00	0.00
4	PQ	0.00	0.00	40.00	5.00	1.0000	0.00	1	0.00	0.00	0.00
5	PQ	0.00	0.00	0.00	0.00	1.0000	0.00	1	0.00	0.00	0.00
6	PQ	0.00	0.00	25.00	5.00	1.0000	0.00	2	0.00	0.00	0.00
7	PQ	0.00	0.00	0.00	0.00	1.0000	0.00	3	0.00	0.00	0.00
8	PV	40.00	0.00	0.00	0.00	1.0200	0.00	2	0.00	-30.00	30.00
9	PQ	0.00	0.00	30.00	6.00	1.0000	0.00	2	0.00	0.00	0.00
10	PQ	0.00	0.00	15.00	3.00	1.0000	0.00	3	0.00	0.00	0.00

DADOS DE CIRCUITOS

DE	PA	No	R PU	X PU	b/2 PU	TAPE	SUB	MED
1	2	1	0.0200	0.0600	0.0300	1.00	1	0
1	3	2	0.0800	0.2400	0.0250	1.00	1	0
2	3	3	0.0600	0.1800	0.0200	1.00	1	0
2	4	4	0.0600	0.1800	0.0200	1.00	1	0
2	5	5	0.0400	0.1200	0.0150	1.00	1	0
2	6	6	0.0100	0.0300	0.0000	1.00	2	1
3	4	7	0.0100	0.0300	0.0100	1.00	1	0
4	5	8	0.0800	0.2400	0.0250	1.00	1	0
5	7	9	0.0100	0.0300	0.0000	1.00	3	1
6	8	10	0.0200	0.0600	0.0200	1.00	2	0
6	9	11	0.0600	0.1800	0.0300	1.00	2	0
7	10	12	0.0800	0.2400	0.0250	1.00	3	0
8	9	13	0.0800	0.2400	0.0250	1.00	2	0
9	10	14	0.0100	0.0300	0.0100	1.00	3	1

DADOS DOS SUBMERCADOS

```

=====
NUM          NOME          PRECO
              $/MWh
-----
  1          R-PRINCI          10.00
  2          R-DIST-1          10.00
  3          R-DIST-2          10.00
=====
    
```

FLUXO DE POTENCIA AC - REDE COMPLETA

NUMERO DE ITERACOES: 3 # TOLERANCIA DO FLUXO: 1.00E-004

RESULTADOS DE BARRAS

```

=====
BARRA  TP      PG      QG      PC      QC      V      ANG  SUB
              MW      MVAR     MW      MVAR     PU      GR
-----
  1    SW  118.67  -4.75   0.00   0.00   1.0300   0.00   1
  2    PQ   0.00   0.00   0.00   0.00   1.0164  -2.74   1
  3    PQ   0.00   0.00  45.00  15.00   0.9977  -4.67   1
  4    PQ   0.00   0.00  40.00   5.00   0.9985  -4.88   1
  5    PQ   0.00   0.00   0.00   0.00   1.0129  -3.90   1
  6    PQ   0.00   0.00  25.00   5.00   1.0148  -3.13   2
  7    PQ   0.00   0.00   0.00   0.00   1.0126  -4.05   3
  8    PV  40.00  -2.42   0.00   0.00   1.0200  -2.45   2
  9    PQ   0.00   0.00  30.00   6.00   1.0053  -5.00   2
 10    PQ   0.00   0.00  15.00   3.00   1.0049  -5.12   3
=====
    
```

LIMITE DE REATIVO PV: OK # LIMITE DE REATIVO SW: OK

RESULTADOS DE CIRCUITOS

```

=====
DE  PA  No  PIK  QIK  PKI  QKI  PERDA  CORR  SUB
      MW  MVAR  MW  MVAR  MW  MVAR  MW  PU
-----
  1  2  1  82.72  -5.38  -81.43  2.97  1.29  0.80  1
  1  3  2  35.95  0.63  -34.97  -2.82  0.98  0.35  1
  2  3  3  20.31  2.00  -20.06  -5.31  0.25  0.20  1
  2  4  4  22.04  1.07  -21.75  -4.26  0.29  0.22  1
  2  5  5  16.56  -3.91  -16.45  1.14  0.11  0.16  1
  2  6  6  22.52  -2.13  -22.47  2.28  0.05  0.22  2
  3  4  7  10.03  -6.87  -10.01  4.91  0.01  0.12  1
  4  5  8  -8.23  -5.65  8.30  0.78  0.06  0.09  1
  5  7  9  8.15  -1.93  -8.14  1.95  0.01  0.08  3
  6  8 10 -20.86  -3.75  20.94  -0.13  0.09  0.21  2
  6  9 11  18.33  -3.53  -18.13  -2.00  0.20  0.18  2
  7 10 12  8.14  -1.95  -8.09  -2.99  0.05  0.08  3
  8  9 13  19.06  -2.28  -18.78  -2.01  0.28  0.19  2
  9 10 14  6.91  -1.99  -6.91  -0.01  0.00  0.07  3
=====
    
```

MEDIDORES DE POTENCIA ATIVA E REATIVA ESPECIFICADOS

```

=====
DE  PA  No  PIK MW  QIK MVAR
-----
  2  6  6  22.52169947882922  -2.13348638665245
  5  7  9  8.15179719311541  -1.92623837881065
  9 10 14  6.91191838002787  -1.99117740085946
=====
    
```

TOTALIZACAO POR SUBMERCADO

```

=====
NUM          NOME          GERACAO      CARGA      PERDAS      BALANCO
              MW          MW          MW          MW
-----
  1          R-PRINCI          118.67      85.00      2.99 ( 81.6 %)      30.67
  2          R-DIST-1          40.00      55.00      0.61 ( 16.6 %)     -15.61
  3          R-DIST-2           0.00      15.00      0.06 ( 1.7 %)     -15.06
-----
TOTAL          158.67      155.00      3.67 (100.0 %)      0.00
=====
    
```

PERDAS AC TOTAIS DO SISTEMA : 3.6683 MW

I.2. ALOCAÇÃO DE PERDAS – CASO 1

FATORES DE PERDAS FINAIS DECOMPOSTOS POR SUBMERCADO

BARRA	SUB	SUB 1	SUB 2	SUB 3	TOTAL
1 G	1	0.0137	0.0011	0.0004	0.0151
2	1	-0.0024	0.0012	0.0003	-0.0009
3 C	1	-0.0141	0.0008	0.0005	-0.0128
4 C	1	-0.0150	0.0007	0.0006	-0.0138
5	1	-0.0078	-0.0009	0.0014	-0.0073
6 C	2	-0.0028	-0.0003	0.0000	-0.0031
8 G	2	-0.0031	0.0043	-0.0003	0.0010
9 C	2	-0.0042	-0.0082	-0.0014	-0.0138
7	3	-0.0074	-0.0017	0.0010	-0.0081
10 C	3	-0.0045	-0.0075	-0.0025	-0.0145

PERDAS ASSUMIDAS EM CADA SUBMERCADO (MW)

BARRA	SUB	SUB 1	SUB 2	SUB 3	TOTAL
1 G	1	1.6204	0.1310	0.0443	1.7957
2	1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3 C	1	0.6336	-0.0347	-0.0244	0.5746
4 C	1	0.6007	-0.0264	-0.0239	0.5505
5	1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
6 C	2	0.0700	0.0070	0.0009	0.0779
8 G	2	-0.1230	0.1739	-0.0124	0.0385
9 C	2	0.1250	0.2466	0.0424	0.4140
7	3	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
10 C	3	0.0680	0.1124	0.0368	0.2172

I.3. ALOCAÇÃO DE PERDAS – CASO 2

FATORES DE PERDAS FINAIS DECOMPOSTOS POR SUB

BARRA	SUB	SUB 1	SUB 2	TOTAL
1 G	1	0.0135	0.0014	0.0149
2	1	-0.0026	0.0014	-0.0011
3 C	1	-0.0144	0.0014	-0.0130
4 C	1	-0.0154	0.0014	-0.0140
5 C	1	-0.0090	0.0014	-0.0076
6 C	2	-0.0026	-0.0007	-0.0033
8 G	2	-0.0026	0.0033	0.0008
9 C	2	-0.0026	-0.0114	-0.0140
10 C	2	-0.0026	-0.0114	-0.0140

PERDAS ASSUMIDAS EM CADA SUB (MW)

BARRA	SUB	SUB 1	SUB 2	TOTAL
1 G	1	1.6000	0.1717	1.7718
2	1	0.0000	0.0000	0.0000
3 C	1	0.6487	-0.0651	0.5836
4 C	1	0.6164	-0.0579	0.5585
5 C	1	0.0734	-0.0118	0.0616
6 C	2	0.0642	0.0186	0.0828
8 G	2	-0.1026	0.1332	0.0305
9 C	2	0.0770	0.3422	0.4192
10 C	2	0.0177	0.0788	0.0966

I.4. ALOCAÇÃO DE PERDAS – CASO 3

FATORES DE PERDAS FINAIS DECOMPOSTOS

BARRA	SUB	SUB 1	TOTAL
1 G	1	0.0126	0.0126
2 C	1	-0.0034	-0.0034
3 C	1	-0.0153	-0.0153
4 C	1	-0.0163	-0.0163
5 C	1	-0.0099	-0.0099

PERDAS ASSUMIDAS EM CADA SUB (MW)

BARRA	SUB	SUB 1	TOTAL
1 G	1	1.4974	1.4974
2 C	1	0.0774	0.0774
3 C	1	0.6881	0.6881
4 C	1	0.6514	0.6514
5 C	1	0.0805	0.0805

I.5. ALOCAÇÃO DE PERDAS – “MERCADO ÚNICO”

FATORES DE PERDAS FINAIS

BARRA	SUB	SUB 1	TOTAL
1 G	1	0.0151	0.0151
2	1	-0.0009	-0.0009
3 C	1	-0.0128	-0.0128
4 C	1	-0.0137	-0.0137
5	1	-0.0073	-0.0073
6 C	1	-0.0031	-0.0031
7	1	-0.0081	-0.0081
8 G	1	0.0010	0.0010
9 C	1	-0.0138	-0.0138
10 C	1	-0.0145	-0.0145

PERDAS ASSUMIDAS (MW)

BARRA	SUB	SUB 1	TOTAL
1 G	1	1.7950	1.7950
2	1	0.0000	0.0000
3 C	1	0.5740	0.5740
4 C	1	0.5500	0.5500
5	1	0.0000	0.0000
6 C	1	0.0779	0.0779
7	1	0.0000	0.0000
8 G	1	0.0392	0.0392
9 C	1	0.4148	0.4148
10 C	1	0.2175	0.2175

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

A seguir, apresentam-se as referências bibliográficas da Tese. Os artigos assinalados com “•” correspondem a publicações em periódicos e conferências, desenvolvidas durante a realização deste trabalho.

- [B96] J. Bialek, “Tracing the Flow of Electricity”, *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 143, No. 4, pp. 313-320, July 1996.
- [B97] J. Bialek, “Topological Generation and Load Distribution Factors for Supplement Charge Allocation in Transmission Open Access”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 12, No. 3, pp. 1185-1193, August 1997.
- [BBM01] A. Berizzi, C. Bovo, P. Marannino, “Allocation of Transmission Losses in Presence of Both Bilateral and Pool Market Models”, *Proc. of the 22nd Power Industry Computer Applications*, pp. 336-341, Sydney, Australia, May 2001.
- [BC99] A. Bhuiya, N. Chowdhury, “Allocation of Transmission Losses in a Deregulated Power System Network”, *Proc. of the IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, pp. 1148-1152, Edmonton, Canada, May 1999.
- [BZA99] J.W. Bialek, S. Ziemianek, N. Abi-Samra, "Tracking-based Loss Allocation and Economic Dispatch", *13th PSCC – Power Systems Computation Conference*, pp. 375-381, Trondheim, Norway, July 1999.
- [C00] J. G. C. Costa, “Capacidade de Transmissão: Disponibilidade, Máxima Trans-ferência e Confiabilidade”, *Dissertação de Mestrado*, UNIFEI – Universidade Federal de Itajubá, Março 2000.
- [CAAG02] A.J. Conejo, J.M. Arroyo, N. Alguacil, A.L. Guijarro, “Transmission Loss Allocation: A Comparison of Different Practical Algorithms”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 17, No. 3, pp. 571-576, August 2002.
- [CB01] N. Chowdhury, A. Bhuiya, “Counter-Flow in a Deregulated Power System Network and it’s Effect on Transmission Loss Allocation”, *Proc. of the IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, Vol. 2, pp. 1047-1051, 2001.

-
- [CCPE02] Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos, “Análise da Metodologia de Cálculo do Fator de Perdas”, Nota técnica preparada para o Ministério das Minas e Energia, Setembro 2002.
- [CGK01] A.J. Conejo, F.D. Galiana, I. Kockar, “Z-Bus Loss Allocation”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 16, No. 1, pp.105-110, February 2001.
- [CLM02] • J.G.C. Costa, A.M. Leite da Silva, L. A. F. Manso, “Avaliação da Capacidade de Transferência de Sistemas de Transmissão em Ambientes Competitivos”, *XIV CBA – Congresso Brasileiro de Automática*, Natal, RN, Brasil, IT-195, Setembro 2002.
- [ESGV00] A.G. Expósito, J.M.R. Santos, T.G. García, E.A.R. Velasco, “Fair Allocation of Transmission Power Losses”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 15, No. 1, pp. 184-188, February 2000.
- [FA02] T.S.P. Fernandes, K.C. Almeida, “Methodologies for Loss and Line Flow Allocation Under a Pool-Bilateral Market”, *Proc. of the 14th Power Systems Computation Conference*, Session 23, Paper 2, pp. 1-7, June 2002.
- [FERC95] Federal Energy Regulatory Commission, “Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-Discriminatory Transmission Services by Public Utilities”, *Notice of Proposed Rulemaking*, March 1995.
- [FG00] P.C. Franco, F.D. Galiana, “Transmission Loss Allocation Under Combined Pool and Bilateral Operation”, *Proc. of the CBA – Congresso Brasileiro de Automática*, pp. 181-186, Florianópolis, Brasil, September 2000.
- [GB99] J.J. Gonzalez, P. Basagoiti, “Spanish Power Exchange Market and Information System. Design Concepts and Operating Experience”, *IEEE Power Industry Computer Applications Conf.*, Santa Clara, USA, pp. 245-252, May 1999.
- [GCK02] F.D. Galiana, A.J. Conejo, I. Kockar, “Incremental Transmission Loss Allocation Under Pool Dispatch”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 17, No. 1, pp. 26-33, February 2002.
- [GP00] F.D. Galiana, M. Phelan, “Allocation of Transmission Losses to Bilateral Contracts in a Competitive Environment”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 15, No. 1, pp. 143-150, February 2000.
-

-
- [GT00] G. Gross, S. Tao, “A Physical-Flow-Based Approach to Allocating Transmission Losses in a Transaction Framework”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 15, No. 2, pp. 631-637, May 2000.
- [IEEE79] IEEE Task Force of APM Subcommittee, “IEEE Reliability Test System”, *IEEE Trans. on PAS*, vol. PAS-98, pp. 2047-2054, Nov/Dec. 1979.
- [IGF98] M. Ilic, F.D. Galiana, L. Fink, “Power Systems Restructuring: Engineering and Economics”, Norwell, MA: Kluwer, 1998.
- [KAS97] D. Kirschen, R. Allan, G. Strbac, “Contributions of Individual Generators to Loads and Flows”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 12, No. 1, pp.52-60, February 1997.
- [LB96] Q.C. Lu, S.R. Brammer, “Transmission Loss Penalty Factors for Area Energy Interchange”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 11, No. 3, pp. 1387-1392, August 1996.
- [LC03a] • A. M. Leite da Silva, J. G. C. Costa, “Transmission Loss Allocation – Part I: Single Energy Market”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Aceito para publicação em 2003.
- [LC03b] • A. M. Leite da Silva, J. G. C. Costa, “Transmission Loss Allocation – Part II: Multiple Interconnected Energy Markets”, Aceito para publicação em 2003.
- [LCMA01] • A. M. Leite da Silva, J.G.C. Costa, J.C.O. Mello, J.C. Abreu, S.P. Romero, R. Treistman, “Determinação dos Fatores de Perdas Aplicados na Medição do Mercado Atacadista de Energia Elétrica”, *XVI SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Campinas, SP, Brasil, IT-GAT 18, Outubro 2001.
- [LCMA02a] • A.M. Leite da Silva, J.G.C. Costa, L. A. F. Manso, G. J. Anders, “Transmission Capacity: Availability, Maximum Transfer and Reliability”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 17, No. 3, pp. 843-849, August 2002.
- [LCMA02b] • A.M. Leite da Silva, J.G.C. Costa, L. A. F. Manso, G. J. Anders, “Capacidade de Transmissão: Disponibilidade, Máxima Transferência e Confiabilidade”, *VIII SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento e Operação Elétrica*, Brasília, DF, Brasil, IP12, Maio 2002.
-

- [LCMA02c] • A.M. Leite da Silva, J.G.C. Costa, L. A. F. Manso, G. J. Anders, “Evaluation of Transfer Capabilities of Transmission Systems in Competitive Environment”, *PMAFS 2002* e aguardando publicação no *International Journal of Power & Energy Systems*.
- [M83] A. Monticelli, “Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica”, Ed. Edgard Blücher, 1983.
- [M98] L. G. B. Marzano, “Estudo de Alternativas de Partição de Custos de Potência Reativa em Sistemas de Transmissão em Ambientes Competitivos”, Dissertação de Mestrado, PUC-RJ, Abril 1998.
- [MAE00] Força-Tarefa MAE-ONS, “Fatores de Perdas Aplicados na Medição do MAE – Conclusões e Recomendações”, Maio 2000.
- [MAE03] MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica, “Visão Geral das Regras de Mercado”, Versão 3.1.a, disponível no site <http://www.mae.org.br>.
- [MB99] M. Meisingset, Ø. Breidablik, “A Method to Determine Charging Principles for Losses in the Norwegian Main Grid”, *Proc. of the 13th PSCC – Power Systems Computation Conference*, pp. 382-387, Trondheim, June 1999.
- [MCRJ00] Y.H. Moon, B.K. Choi, H.S. Ryu, J.S. Jung, H.M. Park, “Slack Bus Independent Penalty Factor for Spot Pricing under Deregulation”, *PES Winter Meeting 2000*, Vol. 2, pp. 1017-1021, 2000.
- [MDGS79] A. Monticelli, S. Deckmann, A. Garcia, B. Stott, “Real-Time External Equivalents for Static Security Analysis”, *IEEE Trans. PAS*, Vol. 98, pp. 498-508, 1979.
- [MJRC00] Y.H. Moon, J.S. Jung, H.S. Ryu, B.K. Choi, "Buswise Loss Evaluation Algorithm for Local Spot Pricing", *Power Engineering Society Summer Meeting*, Vol. 4, pp. 2127-2131, 2000.
- [MS02] C.F. Moyano, R. Salgado, “Transmission Loss Allocation Pool Energy Markets: Analysis of Alternative Approaches”, *VIII SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento e Operação Elétrica*, Brasília, DF, Brasil, IP125, Maio 2002.
- [MVGG99] A.C.G. Melo, X. Vieira F^o, S. Granville, B.G. Gorenstin, J.C.O. Mello, M.V.F. Pereira, L.G.B. Marzano, J. Ojeda, “Efficient Price Schemes in Competitive Environments using Cooperative Game Theory”, *13th PSCC – Power Systems Computation Conference*, pp. 244-250, Trondheim, 1999.

- [S74] B. Stott, "Review of Load-Flow Calculation Methods", *Proceedings of the IEEE*, Vol. 62, No. 7, pp. 916-929, July 1974.
- [SA68] G.W. Stagg e A.H. El-Abiad, "Computer Methods in Power System Analysis", Ed. McGraw-Hill, Ltd., 1968.
- [TG00] S. Tao, G. Gross, "Transmission Loss Compensation in Multiple Transaction Networks", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 15, No. 3, pp. 909-915, Aug. 2000.
- [TMV02] L. M. Thomé, J. L. Marinho, M. Veiga, "Volatilidade dos Fatores de Perda", Nota Técnica preparada pela PSR para o Ministério das Minas e Energia, Outubro 2002.
- [W49] J. B. Ward, "Equivalent Circuits for Power Flow Studies", *AIEE Trans.*, Vol. 68, pp. 373-382, 1949.